

Stellungnahme von Erneuerbare Energie Österreich zum Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG)

I. Die wesentlichen technologieübergreifende Punkte zusammengefasst

1. Sicherstellung der Zielerreichung

Mit dem EAG sollen bis 2030 zusätzlich 27 TWh Ökostrom in Österreich produziert werden. Dafür sollen auf Basis dieses Gesetzes pro Jahr 1 Mrd. Euro (wobei dieser Betrag im dreijährigen Mittel nicht überschritten werden darf) frei gemacht werden.

In Anbetracht der Dringlichkeit des Ökostromausbaus vor dem Hintergrund der Klimakrisenvorsorge und auch aus wirtschaftlichen Gründen (Konjunkturmotor, Vermeidung von Energieimporten, drohende Strafzahlungen bei Zielverfehlungen), ist im Rahmen des Gesetzes sicher zu stellen, dass **Österreich diesbezüglich jedenfalls auf dem Zielpfad bis 2030 bleibt**.

Es wird daher begrüßt, dass – ergänzend zur vorgesehenen Kürzung der Mittel bei Überschreitung der Milliarde im Dreijahresschnitt – die Befassung des Hauptausschusses des Nationalrates für den Fall vorgesehen ist, dass durch die Kürzung der Mittel die Erreichung der Ziele gefährdet erscheint. **Die prioritäre Bedeutung der Zielerreichung sollte aber noch stärker verankert werden.**

Jedenfalls soll auch vorgesehen werden, dass hinsichtlich der **Mittelkürzungen** diese **bei einer entsprechenden vorteilhaften Entwicklung des Unterstützungsbedarfs** auch **wieder revidiert** werden können. Es sollte also nach erfolgter Korrektur nach unten auch wieder eine Korrektur nach oben möglich sein.

2. Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Marktzugangs

Als Regelung zur Zuweisung im Bedarfsfall ist im EAG vorgesehen, dass Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, die nachweisen können, dass drei Stromhändler den Stromabnahmevertrags abgelehnt haben und eine Anlage mit einer Engpassleistung unter 500 kW betreiben, gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator den Anspruch haben, dass ihnen für diese Anlage ein Stromhändler zugewiesen wird. Diese Abnahmeverträge gemäß Zuweisung sind auf ein Jahr beschränkt und nur einmal pro Anlage abzuschließen.

Diese **Regelung zur abgesicherten Abnahme ist unzureichend, da sie keine Aussage darüber trifft, dass Verträge zu angesichts der aktuellen Marktsituation zumutbaren Konditionen**

anzubieten sind. Eine Ablehnung des Stromabnahmevertrages ist also mitunter nicht nachweisbar, weil der Vertrag aufgrund von nicht adäquaten Konditionen nicht zustande gekommen ist und nicht etwa, weil er vom Stromhändler abgelehnt wurde.

Für Anlagen unter 500 kW soll diese Möglichkeit über die gesamte Förderdauer hinweg bestehen.

3. Vermeidung überbordender und nicht im Einflussbereich der Anlagenbetreiber liegender Fördervoraussetzungen

Hinsichtlich der Zumutbarkeit und sachlichen Rechtfertigung werden **Fördervoraussetzungen wie Intelligente Messgeräte, fernsteuerbare Regelbarkeit und öffentlicher Netzanschluss kritisch gesehen.**

Durch die Vorgabe des **öffentlichen Netzanschlusses** könnten etwa Anlagen im Netz einer **Energiegemeinschaft von der Förderung ausgenommen** sein.

Die Installierung intelligenter Messgeräte liegt nicht im Einflussbereich der Anlagenbetreiber. Zu hinterfragen ist daher, ob eine verpflichtende Vorschreibung als Fördervoraussetzung tatsächlich zielführend ist.

Die **Fernsteuerung wird in einzelnen Materiengesetzen sowie den technischen Anschlussbedingungen ausreichend geregelt. Ihre Aufnahme in das EAG ist unnötig.** Dieselben Überlegungen gelten für die Voraussetzung eines intelligenten Messgerätes. Eine Adaptierung von Bestandsanlagen mit den entsprechenden Nachrüstungserfordernissen wird abgelehnt.

Der EEÖ steht zu einem naturverträglichen Ökostromzubau. Die im Gesetzesentwurf festgehaltenen ökologischen Kriterien für die Wasserkraft und die Vorgaben hinsichtlich PV Anlagen auf Freiflächen sind aber unpräzise und überschießend.

4. Klare, transparente, effiziente und planbare administrative Abwicklung

Insgesamt bleibt die **Abwicklung der Abrechnung ist noch etwas unklar.** Die Vorgehensweise bei Rückforderungen, Nachzahlungen, etc. bleibt sehr oberflächlich definiert.

Eine klarere Festlegung dazu wäre wünschenswert.

Eine **Aufrechnung auf Monatsbasis ist vorzusehen, auch im Hinblick auf Nachvollziehbarkeit und Transparenz.** Akontierung und quartalsweise Aufrechnung (inkl. Rückforderung oder Erstattung) sind sehr unübersichtlich und aufwändig für alle Beteiligte. **Vor allem Kleinst- und Kleinbetreiber könnten hier durch kürzere Intervalle unterstützt werden. Auch eine Aliquotierung könnte mit einer Abrechnung auf Monatsbasis entfallen**

Die Bestimmungen zu den negativen Preisen können durch die derzeitige Ausgestaltung zu einer Minderung der möglichen produzierten Menge führen. **Neueste Studien haben erarbeitet, dass ein Aussetzen der Marktprämie bei Negativpreisen den Ausbau Erneuerbarer verteuern würde** (Consentec).

Die Marktprämie sollte nicht für einen Zeitraum auf null gesetzt werden, wenn zwar der Day-Ahead-Spotmarktpreis in mindestens sechs aufeinander folgenden Stunden negativ ist, für den gleichen Zeitraum jedoch der Intraday-Spotmarktpreis positiv ist, damit ein Anreiz

besteht, in so einem Fall des Bedarfs an elektrischer Energie Erzeugungsanlagen laufen zu lassen und ein Maximum an erneuerbarer Energie zu erzeugen. Gleichzeitig soll die Einstellung der Auszahlung der Prämie **keine Anreize zur Einspeisung fossiler oder atomarer Erzeugungsformen hervorrufen**.

Entsprechend der Rz. 125 der UEBLL ist Rz. 124 für Anlagen kleiner 500 kW_{el} nicht gültig. Folglich ist die **Bestimmung zur Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen – im Einklang mit dem europäischen Beihilfenrecht – auf Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von mindestens 500 kW_{el} zu begrenzen** und sind kleinere Anlagen generell davon auszunehmen.

5. Zielgerichtete, effiziente und rasche Realisierung von Ausbaupotentialen

Zur Sicherstellung einer effizienten und zielgerichteten Förderung und zur Unterstützung eines raschen Ausbaus von Ökostromanlagen quer über das gesamte Bundesgebiet ist **für die Technologien Wind (nach Standortqualitäten), Wasser (nach Engpassleistung, Regelarbeitsvermögen, Fallhöhe, Neuanlagen, Revitalisierungen) und Biomasse (nach Anlagengröße, Neuanlage, Altanlage, Repowering) eine angemessene Differenzierung der Förderung (des Anzulegenden Wertes) vorzunehmen**.

6. Inbetriebnahmefristen

Generelle sind bei allen Technologien (bis auf PV) die **Inbetriebnahmefristen zu gering angesetzt und um 12 Monate zu erhöhen** (von 24 auf 36 Monate) – mit zweimaliger Fristerstreckungsmöglichkeit im berechtigten Bedarfsfall. Außerdem sollte explizit normiert werden, dass bei Vorliegen verwaltungsgerichtlicher Beschwerdeverfahren oder außerordentlicher Rechtsmittel diese Frist unterbrochen wird.

7. Gutachten

Überall dort, wo Gutachten die Basis für Verordnungen bilden, ist sicherzustellen, dass die resultierenden **Vorgaben stets auf mehr als einem unabhängigen Gutachten (zumindest zwei) fußen**, dass ihre **Inhalte transparent und nachvollziehbar dargelegt** werden (Veröffentlichung) und dass sie zu **konsultieren** sind.

8. Klare Regelung der Mittelaufbringung

Positiv ist, dass Unterschiede zwischen Einspeise- und Bezugsleistung für die Festlegung der Erneuerbaren Förderpauschale berücksichtigt werden. Diese gesetzliche Festlegung ist sehr begrüßenswert. Sinnvoll wäre eine ergänzende **gesetzliche Klarstellung zur bisherigen Praxis der Befreiung von Volleinspeisern von der Ökostrompauschale und dem Ökostromförderbeitrag für den Eigenbedarf der Anlagen**. Dies war bisher nur auf Basis eines ministeriellen Rundschreibens festgehalten.

Neben Pumpspeicherkraftwerken (sofern nachweislich Ökostrom verwendet wird) sind auch Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff oder andere Energieträger von der Entrichtung der Erneuerbaren-Förderpauschale und der Erneuerbaren-Förderbeitrags auszunehmen.

9. Zielerreichung durch ausreichende Zubauvorgaben sicherstellen

Die **jährlichen Vergabevolumina in MW sind für einzelnen Technologien zu niedrig angesetzt**, da sie erforderliche Ersatzbauten unberücksichtigt lassen. Die Zielerreichung von 100 Prozent Ökostrom bis 2030 kann aber ohne Berücksichtigung dieser nicht sichergestellt werden.

10. Unbedingter Netzzutritt für Ökostromanlagen

Der bisher in § 6 ÖSG 2012 behandelte Netzzugang für Ökostromanlagen ist im EAG-Entwurf nicht enthalten, das Thema findet sich nun in § 17a und in § 46 EIWOG.

Die hier getroffenen Regelungen vermögen jedoch nicht, den zuvor im ÖSG bestehenden unbedingten Netzzutritt zu ersetzen.

Um einen effektiven Netzzutritt für Ökostromanlagen zu ermöglichen, **bedarf es eines unbedingten Anspruchs auf Netzzugang (wie er bisher in § 6 Abs 1 ÖSG 2012 normiert ist), eines maximalen Zeithorizonts für die Möglichkeit der Einspeisung und gegebenenfalls einer Regelung der maximalen Kosten für den Netzzugang.**

11. Netzausbau und Transparenz

Um die Zurverfügungstellung der erforderlichen Netzinfrastruktur sicherzustellen, ist die **Verpflichtung der Verteilnetzbetreiber zur Erstellung von Netzausbauplänen gemäß Art. 32 Abs. 3 Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie, akkordiert mit dem Netzentwicklungsplan der APG, gesetzlich zu verankern.**

Die neue Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie muss bis Ende 2020 umgesetzt werden. Verpflichtende Netzentwicklungspläne der Verteilernetzbetreiber sind demnach alle zwei Jahre vorzusehen und auch in der vorgelegten Neufassung des EIWOG zu verankern.

12. Unklarheit und unnötige Einschränkungen bei Erneuerbaren Energiegemeinschaft beseitigen

Bei der konkreten Ausgestaltung der Energiegemeinschaften gibt es noch einige Unklarheiten und unnötige Einschränkungen. Insbesondere der **Ausschluss von Versorgern oder Lieferanten im Sinne des EIWOG 2010 oder Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind, wird problematisch gesehen**, da so den Energiegemeinschaften wichtiges Know-How vorenthalten wird.

Von Energiegemeinschaften **sollten auch Betriebsförderungen über Marktprämien in Anspruch genommen werden können** und nicht nur Investitionszuschüsse.

Die **Beschränkung der Teilnehmer von Erneuerbare-Energiegemeinschaften auf nur EIN Konzessionsgebiet ist in Grenzbereichen von Konzessionsgebieten und insbesondere bei sehr kleinen Netzen problematisch** und daher zu streichen.

Die **Anforderungen an die Inhalte der Gründungsdokumente erscheinen zu umfangreich** und sind dahingehend zu reduzieren, dass nicht jede kleine Änderung in der Energiegemeinschaft bereits eine neuerliche Meldung bei der Vereinsbehörde erfordert. **Kleine Änderungen dürfen keinen unverhältnismäßigen administrativen Aufwand mit sich bringen.**

Insgesamt bleibt die Organisation der Lastflüsse innerhalb der Energiegemeinschaft und die Schnittstelle zu außerhalb der Energiegemeinschaft noch sehr unklar. Unklarheiten gibt es etwa hinsichtlich der Bilanzgruppenteilnehmer, Kostentragung für Ausgleichsenergie (Sollte

man eine pauschale AE-Verrechnung schaffen - jährlicher Betrag in Euro pro kW für die Summe der installierten Engpassleistung der teilnehmenden Erzeugungsanlagen?), etc.

Jedenfalls ist auch eine Möglichkeit für Gründungen einer „**Energiegemeinschaft light**“ vorzusehen. Diese sollte hinsichtlich der teilnehmenden Leistung oder Anzahl der TeilnehmerInnen eingeschränkt sein und dafür Vereinfachung in der organisatorischen Struktur bieten (etwa bzgl. Rechtsform u.a.).

13. Verordnungen

Eine **abschließende Bewertung** des Gesetzesentwurfes auf seine Tauglichkeit zur Projektanreizung und somit Zielerreichung kann **nur in Zusammenschau mit den zugrundeliegenden Verordnungen** erfolgen.

14. Rechtsrahmen für Grünes Gas unzureichend

Es finden sich im EAG-Paket nur sehr bruchstückhaft Regelungen zu den erneuerbaren Gasen. Die **rasche Gestaltung eines tragfähigen Rechtsrahmens für erneuerbare Gase ist unbedingt erforderlich**, um einer ganzheitlichen Energiewende zum Durchbruch zu verhelfen.

15. Berücksichtigung des geothermischen Verstromungspotentials

Im Entwurf des EAG findet die geothermische Stromgewinnung überhaupt keine Berücksichtigung.

Die gegenwärtig bekannten **geothermischen Ressourcen ließen sich auch zur Gewinnung elektrischer Energie im Umfang von 30 bis 70 MW nutzen**.

Der Fokus der Nutzung geothermischer Energie liegt jetzt und auch in der Zukunft in der Wärmeversorgung – hier kann der größte Beitrag zur Dekarbonisierung der österreichischen Energieversorgung geleistet werden.

Die in Österreich vorhandenen Verstromungspotenziale könnten jedoch durch umweltfreundliche KWK Anlagen gehoben werden. **Ein KWK-Investitionsbonus für Geothermie ist hier zielführend**.

II. Stellungnahme im Detail, mit technologiespezifischen Punkten (keine Vollständigkeit – siehe auch Stellungnahmen der einzelnen Verbände)

Artikel 1

1. Teil Allgemeine Bestimmungen

§ 5 Begriffsbestimmungen:

Wir regen an, für folgende Begriffsbestimmungen die vorgeschlagene Präzisierung vorzunehmen, da die aktuellen Bestimmungen in der Anwendung des Gesetzes unklar oder unpräzise sind oder sich ungewollt nachteilig oder einschränkend auswirken:

10. „Eigenversorgungsanteil“

Es braucht eine Klarstellung, dass mit Eigenversorgungsanteil jener Teil der Produktionsmengen gemeint ist, der von ÜberschusseinspeiserInnen selbst verbraucht wird. Davon zu unterscheiden wäre der Eigenbedarfsanteil, also jener Teil der Stromproduktion, der von der Erzeugungsanlage selbst benötigt wird und gegebenenfalls für den eigentlichen Betrieb der Anlage und zur Einhaltung von Auflagen aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss. Die Kategorisierung ist insbesondere im Hinblick auf die Anwendung und Berechnung der Ökostrompauschale und des Ökostrombeitrages relevant.

14. / 15. Unter diesen Ziffern werden die Begriffe „Erneuerbaren-Förderbeitrag“ und „Erneuerbaren-Förderpauschale“ definiert und festgelegt, dass von deren Entrichtung Pumpspeicherkraftwerken ausgenommen werden. Diese **Ausnahmen** sind grundsätzlich zu befürworten, dennoch muss darauf geachtet werden, dass diese mit Energie aus erneuerbaren Quellen betrieben werden. Andernfalls würde dies zu einer erneuten indirekten Förderung von fossilen und atomaren Energien führen. Wenn Pumpspeicher befreit werden, dann ist auch eine Befreiung für Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff, synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder -kälte sachgerecht.

19. „Erweiterung“ Die Abgrenzung der Definitionen von „Erweiterung“ (Z 19) und „Repowering“ (Z 35) ist unklar.

34. „Regelarbeitsvermögen“

Es sollte für die Bestimmung des Regularbeitsvermögens mehrere Jahre herangezogen werden. Eine statistisch signifikante Ableitung aus 3 Jahren ist aufgrund von natürlichen hydrologischen Schwankungen nicht repräsentativ. Wir schlagen deshalb eine Erhöhung auf **die letzten 10 Jahre** vor.

35. „Repowering“ – dieser Begriff wird hier zwar definiert, aber nirgends im Gesetz mehr verwendet. An „Repowering“ werden in der Folge keine Rechtsfolgen geknüpft. Wenn ein bestehender Windpark vollständig abgebaut und im Rahmen des bestehenden Zählpunkts neue Anlagen errichtet werden, würde dies unter die Definition von „Repowering“ fallen.

§ 10 Abs 1 Z 2 sieht jedoch vor, dass nur neu errichtete Anlagen und Erweiterungen von Windkraftanlagen durch Marktprämie förderfähig sind. Hier ist daher auch das Repowering von Anlagen einzubeziehen. Dies gilt auch für § 20 Z 7.

38. „Revitalisierung“

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.**

Ebenfalls als Revitalisierung soll der Zubau von Speicher- bzw. Pumpspeicherkapazitäten zu bestehenden Anlagen gelten.

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 Regularbeitsvermögen. Werden sie von Revitalisierungsmaßnahmen begleitet, ist die mögliche Erzeugung, auch dann, wenn sie den Ausgangswert unterschreiten sollte, in jedem Fall höher als im Fall der Durchführung von Gewässerschutzmaßnahmen alleine. Aus diesem Grund wird daher auch die zusätzliche Bedingung, dass unter Einrechnung von Maßnahmen zum Erhalt oder der Verbesserung des Gewässerzustandes, die Engpassleitung bzw. das Regularbeitsvermögen nicht geringer als vor der Revitalisierung sein darf, abgelehnt. Es braucht eine getrennte Bewertung von Maßnahmen des EAG und Maßnahmen zur Gewässersanierung.

40. „synthetisches Gas“ Gas, das auf Basis von **erneuerbarem** Wasserstoff hergestellt wird;

Eine Bestimmung für den Begriff **„bestehende Anlage“** fehlt. Im Gesetz wird dieser Begriff jedoch mehrfach im Zusammenhang mit Biomasse- und Biogasanlagen verwendet.

Es sollte außerdem eine eigene Definition für **„virtueller Zählpunkt“** gesetzlich verankert werden: „virtueller Zählpunkt“ Einspeise- und/oder Entnahmestelle, an der ein Teil einer Strommenge eines realen Zählpunkts erfasst wird.

Außerdem fehlt die Definition für „**Gesamtstromverbrauch**“

§ 6 Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe

Zu Abs 1: Aus dem Entwurf geht aktuell nicht hervor, dass getrennt gesammelte organische Abfälle jedenfalls als nachhaltig gelten. Im Ergebnis könnte für jene Mengen erneuerbarer Gase, die durch den Einsatz von Abfällen erzeugt werden, kein Grüngassiegel generiert werden. Es sollte **klargestellt werden, dass getrennt gesammelte organische Abfälle jedenfalls als nachhaltig angesehen werden.**

Zu Abs 2:

Dieser sieht vor, dass bei **Verwendung forstwirtschaftlicher Ausgangsstoffe** für die Produktion von flüssigen Brennstoffen und Biomasse-Brennstoffen die einschlägigen Rechtsvorschriften über forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe gelten. Diese **Bestimmung ist unklar und lässt offen, welche einschlägigen Rechtsvorschriften gemeint sind.**

Zu Abs 3:

der Entwurf sieht vor, dass **nähere Bestimmungen zu den Nachhaltigkeitskriterien von flüssigen Brennstoffen und Biomasse-Brennstoffen**, die zur Erzeugung von erneuerbarem Strom oder erneuerbaren Gasen eingesetzt werden, durch Verordnung festzulegen sind.

Die Formulierung ist **nicht hinreichend bestimmt und es ist unklar, welche Kriterien hier zusätzlich festgelegt werden sollen. Es ist jedenfalls angezeigt, die Vorgaben der RED II nicht überschießend umzusetzen.**

Zudem sollte aus verfassungsrechtlichen Gründen zumindest in den Erläuterungen klargestellt werden, dass eine Verordnung auf Basis von § 6 Abs 3 ausschließlich auf zukünftige Sachverhalte Anwendung findet.

§ 7 Anpassung der Fördermittel

Zu Abs. 1 und Abs. 5:

Hier ist vorgesehen, dass die für Förderungen nach dem EAG und dem Ökostromgesetzes 2012 erforderlichen jährlichen finanziellen Mittel im dreijährigen Mittel eine Milliarde Euro nicht übersteigen dürfen. Kommt es zu einer Überschreitung dieser Grenze, ist laut § 7 eine anteilige Kürzung der kommenden Förderkontingente vorgesehen. Wenn die Zielerreichung gefährdet ist, hat die Klimaschutzministerin den Hauptausschuss des Nationalrats zu befassen, der zu entscheiden hat, ob die Kürzungen vorgenommen werden oder davon abgesehen wird.

Es ist jedenfalls sicher zu stellen, dass **die mengenmäßige Zielerreichung im Vordergrund steht, und die erforderlichen Mittel dafür zur Verfügung gestellt werden. Vorgenommene Kürzungen müssen bei einer entsprechend vorteilhaften Entwicklung des Unterstützungsbedarfs auch wieder revidiert werden können.**

Festzuhalten ist dabei, dass die Förderkosten sehr stark mit dem Strompreis korrelieren, womit die Stromkunden immer sowohl eine Entlastung bei der einen Komponente und eine Belastung bei der anderen Komponente erfahren.

Zu Abs. 4:

es ist vorgesehen, dass für die Berechnung der Kürzung und Erhöhung der Ausschreibungs- bzw. Vergabevolumen für Betriebsförderungen nach dem 2. Teil, 2. Hauptstück von den nachfolgenden durchschnittlichen jährlichen Volllaststunden auszugehen ist.

Die dort **angeführten Volllaststunden stimmen nicht mit jenen der letzten Ökostromberichte überein. Diese sollten entsprechend in Übereinstimmung gebracht werden.**

Wo sinnvoll (zumindest für Wasser/Wind) – mit den tatsächlichen Volllaststunden der jeweiligen Anlagen (kein Durchschnitt) in die Berechnung zu gehen, da ansonsten möglicherweise unnötig Ausbauvolumen blockiert wird, das dann aber nie wieder freigegeben wird/werden kann. Es braucht keine zweite Restriktion zur Milliarde!

§ 8 Auskunftspflicht

Dieser Paragraph regelt die Auskunftspflichten für Elektrizitätsunternehmen, Erdgasunternehmen sowie Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften.

Der hier verwendete **Begriff „zuständige Behörde“ ist zu allgemein und gehört ausgeführt.**

§ 9 Grundsätzliches

Zu Abs 2:

Dieser Absatz legt fest, dass die Marktprämie die Differenz zwischen den Produktionskosten und dem durchschnittlichen Marktpreis ausgleicht. Korrekter Weise müsste es jedoch lauten, dass die **Marktprämie die Differenz zu Referenzmarktpreis für Strom gemäß § 12 bzw. dem Referenzmarktwert für Strom gemäß § 13 ausgleicht.**

Da aktuell keine Regelung für den Fall der Abgabe elektrischer **Energie aus mehreren Anlagen bzw. Anlagenteilen** getroffen wird, sollte § 9 Abs 2 noch ergänzt werden wie folgt:

„Der Anspruch auf Marktprämie besteht auch, wenn der Ökostrom vor der Einspeisung in das öffentliche Stromnetz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die Ökostrommenge, die aus dem Stromspeicher in das öffentliche Netz eingespeist wird. Die Höhe des Anspruchs pro eingespeiste Kilowattstunde bestimmt sich nach der Höhe des Anspruchs, die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte.

Erfolgt die Abgabe elektrischer Energie in das Netz aus mehreren Anlagen oder aus mehreren Teilen einer Anlage und/oder aus mehreren Speichern über nur einen Zählpunkt, so ist von einer Zusammensetzung der Einspeisung entsprechend dem Anteil der Engpassleistung jeder Anlage und/oder jedes Speichers an der gesamten Engpassleistung aller angeschlossenen Anlagen, Anlagenteile und/oder Speicher auszugehen, es sei denn, der Anlagenbetreiber weist die Herkunft des Ökostroms aus einer bestimmten Anlage oder einem bestimmten Speicher explizit nach, beispielsweise durch Stillstandsprotokolle einzelner Anlagen, Schaltzustände dieser Anlagen oder durch Messergebnisse mittels virtueller Zählpunkte. Auf Verlangen eines Anlagenbetreibers sind virtuelle Zählpunkte einzurichten.“

§ 10 Allgemeine Fördervoraussetzungen

Zu Abs 1:

Revitalisierungen von Wasserkraftanlagen bringen nennenswerte Potentiale, deren Hebung einen wesentlichen Beitrag zur Zielerreichung leisten kann und zudem eine weitere Ökologisierung der Stromproduktion aus Wasserkraft bringen. **Eine Förderung von Wasserkraft Revitalisierungsanlagen auf Basis von Marktprämien ist daher jedenfalls erforderlich.** In Abs. 1 Zi 1 ist daher die Revitalisierung von Kleinwasserkraftanlagen zu ergänzen.

Zu Abs. 1 Zi 1:

Sie sieht die **Ausnahme der Förderfähigkeit für Wasserkraftanlagen** vor, welche in ökologisch wertvollen Gewässerstrecken mit sehr gutem ökologischen Zustand liegen oder in ökologisch wertvollen Gewässerstrecken liegen, die auf einer durchgehenden Länge von mindestens einem Kilometer einen sehr guten hydromorphologischen Zustand aufweisen; und solche 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.

Diese Bestimmungen sind zu weitreichend und zudem zu unpräzise. Wir stehen zu einer naturverträglichen Nutzung der Wasserkraft. Die österreichische Gesetzgebung zur Genehmigung von Wasserkraftwerken sieht hier schon sehr strenge Vorgaben vor. Daher ist eine **zusätzliche Festlegung von Kriterien im EAG abzulehnen.** Sie bringen im Fall von Projektvorhaben nur zusätzliche Unsicherheiten mit sich und bremsen daher die Hebung von wertvollen Potentialen und somit die Zielerreichung. Die ökologischen Kriterien, welche als Fördervoraussetzung im Entwurf festgeschrieben wurden, sind aus unserer Sicht daher zu streichen. Sollte die vorzuziehende Streichung nicht erfolgen, dann sind die Bestimmungen jedenfalls nach untenstehenden Gesichtspunkten zu präzisieren und anzupassen (Details dazu siehe Stellungnahme von Kleinwasserkraft Österreich):

Es ist jedenfalls festzuhalten, dass **temporäre Eingriffe** – etwa im Zuge von Baumaßnahmen – **nicht als Verschlechterung gelten**.

Es ist unklar, was mit „ökologisch wertvolle Gewässerstrecken“ gemeint ist. Dies ist zu präzisieren.

Die Länge von 1 km Gewässerabschnitt in sehr gutem hydromorphologischem Zustand ist jedenfalls zu kurz gefasst und zu erweitern.

Um zusätzlichen Bürokratismus zu vermeiden, ist sicherzustellen, dass die Bewertung der im EAG festgelegten ökologischen Fördervoraussetzungen jedenfalls aus den Bewilligungsbescheiden heraus erfolgen kann und keine zusätzlichen Nachweise und Gutachten erfordert.

Zu Abs. 1 Zi 2:

Sie sieht vor, dass neu errichtete Anlagen und Erweiterungen von Windkraftanlagen durch Marktprämie förderfähig sind.

Hier ist **auch das Repowering von Anlagen einzubeziehen**: „neu errichteten Windkraftanlagen sowie Erweiterungen und Repowering von Windkraftanlagen“

Dies gilt auch für § 20 Z 7. Es muss heißen: „einen Nachweis, dass für die Neuerrichtung, Erweiterung oder das Repowering der Anlage alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständige Behörde erteilt wurden oder Anzeigen erfolgt sind;“

Zu Abs 1 Zi 3:

dieser Absatz definiert die Fördervoraussetzungen für Photovoltaik.

In manchen Bundesländern sehen die jeweiligen Raumordnungsgesetz keine spezielle Widmung für die Errichtung von Photovoltaikanlagen vor, wie sie hier als Fördervoraussetzung definiert ist. Auch eine Positiv-Liste wie in lit. a und lit. b umgesetzt, führt zu Unklarheiten in der Praxis. Da jede Anlage ohnehin eine Genehmigung nach Raumordnung, Bauordnung, Umweltprüfung etc. benötigt ist ein Verweis im EAG nicht notwendig und daher auch zu streichen. Viele dieser Themen werden ohnehin in den Bundesländern adressiert und umgesetzt. Generell wird die Unterscheidung nach lit. a, b und c ausschließlich für die Anwendung des Abschlags gemäß § 33 sowie analog § 55 Abs. 7 verwendet, womit eine Präzisierung des Abschlags direkt in diesen Paragraphen auch sinnvoller ist.

Um die Potentiale entsprechend heben zu können und um die Ziele zu erreichen sind die hier normierten Vorgaben entweder zu streichen oder zumindest wie folgt abzuändern:

Durch Marktprämie förderfähig ist die Erzeugung von Strom aus:

3. **neu errichteten Photovoltaikanlagen** mit einer Engpassleistung von **mehr als 20 kWpeak** sowie **Erweiterungen von Photovoltaikanlagen** um eine Engpassleistung **von mehr als 20 kWpeak.**, 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) **auf einer Fläche abseits vom Gebäude oder einer baulichen Anlage**

- c) **auf einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder einer Fläche im Grünland, sofern sie eine speziell für die Errichtung einer Photovoltaikanlage vorgesehene Widmung nach Landesvorgabe aufweist**
- d) **als gebäudeintegriertes oder besonders innovatives Projekt errichtet wird oder ist.**

Zu Abs. 1 Zi 4

Sie sieht die Abgeltung durch Marktprämien für Biomasseanlagen mit einer Engpassleistung bis 5 MW el vor, bzw. für die ersten 5 MW el bei größeren Anlagen.

Diese **Schwelle von 5 MW el erscheint sachlich nicht gerechtfertigt und sollte daher gestrichen werden.** Für Bestandsanlagen kann die Grenze auf 25 MW für Neuanlagen auf 10 MWel gesetzt werden.

Ebenso ist die Erweiterung, das Repowering von Biomasse Anlagen hier mit einzubeziehen.

Zu Abs 1 Zi 5:

Grundsätzlich wird begrüßt, dass neue Anlagen auf Basis von Biogas zur Stromerzeugung durch das EAG förderbar sind. An Standorten, wo die Gaseinspeisung – z.B. aufgrund der zu großen Entfernung zum Gasnetz – nicht sinnvoll ist, tragen diese Anlagen wesentlich zur Stabilisierung der Stromnetze bei und erfüllen eine wichtige Rolle für die Nutzung regional anfallender Reststoff-Potenziale. Um diese Potenziale tatsächlich heben zu können und die Vorteile der Technik auszuschöpfen, bedarf es allerdings einer Änderung der Förderungsvoraussetzungen:

Anstelle einer Leistungsgrenze von 150 kWel sollte **auf eine jährliche Abgeltungsgrenze von 2 GWhel umgestellt werden**, bis zu der eine Förderung durch Marktprämie erfolgt. Dadurch können diese Anlagen netzdienlicher betrieben werden und ihre Effizienz wird erhöht.

Die Substratvorgaben sollten dahingehend geändert werden, dass **Einsatzstoffe aus biologisch abbaubaren Abfällen und Reststoffe, jedoch mindestens 30% Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft sowie maximal 30% aus Zwischenfrüchten und Grünland bestehende Einsatzstoffe einzusetzen sind.**

Biogasanlagen werden üblicherweise, u.a. aufgrund der hohen Investitionssummen, als eigener Rechtsträger betrieben. Die Zurechnung eines Eigenstromversorgungsanteils scheint aus diesen Gründen praktisch schwierig. Außerdem streben sowohl der Anlagenplaner als auch später der Betreiber nach einer hohen Effizienz der Anlage. Aus diesem Gedanken ist der **vorgesehene Eigenversorgungsanteil nicht nur aus praktischen, sondern auch logischen Erwägungen abzulehnen und ersatzlos zu streichen.**

Die Mindestentfernung zum nächsten Anschlusspunkt an das Gasnetz sollte auf 5 km reduziert werden, da der Logistik-Aufwand für die Substratbeschaffung mit zunehmender Entfernung zum Gasnetz überproportional ansteigt. Für den Fall, dass die Einspeisung aus technischen oder wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll ist, sollen Ausnahmen von der Mindestentfernung vorgesehen werden. So soll beispielsweise auch eine Anlage, die weniger als 5km vom Gasnetz situiert ist, förderbar sein, wenn aufgrund der topografischen Gegebenheiten (z.B. alpiner Raum) ein Anschluss technisch nicht vertretbar ist. Dadurch

können die anfallenden Rohstoffpotenziale auch in solchen Gegenden einer netzdienlichen und wertvollen Verwendung zugeführt werden.

Zu Abs 1 Zi 6

Sie sieht die Unterstützung bestehender Anlagen auf Basis von Biomasse nach Ablauf der Förderdauer nach den Bestimmungen des ÖSG 2012, des Ökostromgesetzes, BGBl. I Nr. 149/2002, und der auf Grundlage des Grundsatzgesetzes über die Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse (Biomasseförderung-Grundsatzgesetz), BGBl. I Nr. 43/2019, erlassenen Landesausführungsgesetze vor.

Ein Wechsel dieser Anlagen soll bereits vor Ablauf der Förderdauer ermöglicht werden.

Zu Abs 2:

hier ist vorgesehen, dass eine Förderung durch Marktprämie nur gewährt wird, wenn die Anlage an das öffentliche Netz angeschlossen ist und ferngesteuert regelbar ist.

Sowohl die Fördervoraussetzung eines Anschlusses an das öffentliche Netz als auch jene der fernsteuerbaren Regelbarkeit sind abzuändern.

Durch die **Vorgabe des öffentlichen Netzanschlusses** könnten etwa **Anlagen im Netz einer Energiegemeinschaft von der Förderung ausgenommen** sein.

Ebenso liegt der **Engpass der intelligenten Messgeräte bei den Netzbetreibern**. Zu hinterfragen ist daher, ob eine verpflichtende Vorschreibung als Fördervoraussetzung tatsächlich zielführend ist.

Die **Fernsteuerung wird in einzelnen Materiengesetzen sowie den technischen Anschlussbedingungen ausreichend geregelt**. Ihre Aufnahme in das EAG ist unnötig. Dieselben Überlegungen gelten für die Voraussetzung eines intelligenten Messgerätes. Eine Adaptierung von Bestandsanlagen mit den entsprechenden Nachrüstungserfordernissen wird abgelehnt.

§ 11 Berechnung der Marktprämie

Zu Abs. 4:

Dieser Absatz sieht vor, dass soweit bei der Erzeugung, die jeweils im Fördervertrag vereinbarte Engpassleistung überschritten wurde, die aus der Leistungsüberschreitung resultierenden Mengen für die Marktprämie nicht zu berücksichtigen.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass **die Engpassleistung eine Dauerleistung ist und einzelne ¼ Stunden - Überschreitungen daher nicht zu einer Förderkürzung führen dürfen**.

Zu Abs. 5:

Er sieht vor, dass für den Fall, dass die Differenz aus anzulegendem Wert und Referenzmarktpreis / -wert einen Wert kleiner null ergibt, die Marktprämie für Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung unter 20 MW, Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung unter 20 MW, Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung unter 2 MW sowie Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas mit null festgesetzt.

Der Wert sollte bei Windkraft auf 30 MW erhöht werden.

Zu Abs. 6:

Dieser Absatz sieht vor, dass für den Fall, dass der Referenzmarktwert den anzulegenden Wert um mehr als 40% übersteigt, Windkraftanlagen mit einer EPL ab 20 MW, und Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung ab 2 MW und Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW, 66% des übersteigenden Teils der EAG-Förderabwicklungsstelle rückzuvorgüten haben.

Die Rückvergütung von 66% des übersteigenden Teils sofern der Referenzmarktwert den anzulegenden Wert um mehr als 40% übersteigt ist sachlich nicht gerechtfertigt, nicht eindeutig formuliert (der „übersteigende Teil“ kann sich auf den anzulegenden Wert und den um 40% erhöhten anzulegenden Wert beziehen) soll nur für willkürlich festgelegte Anlagentypen und Anlagengrößen gelten und ist zudem mit hohem administrativem Aufwand in der Abwicklung verbunden. Die Regelung soll daher entfallen.

§ 12 Referenzmarktpreis

Zu Abs 1:

Er regelt die Ermittlung des relevanten Referenzmarktpreises.

Hier ist ergänzend jedenfalls klar zu regeln, ***wie vorzugehen ist, wenn an den relevanten Handelsplätzen am relevanten Tag KEINE Handelsumsätze in der für Österreich relevanten Gebotszone ausgewiesen*** werden.

Zu Abs. 3:

Dieser Absatz sieht vor, dass die Regulierungsbehörde am Beginn eines jeden Kalenderjahres den Referenzmarktpreis des vergangenen Jahres zu berechnen und zu veröffentlichen hat.

Hier ist zu Informationszwecken eine ***quartalsweise Veröffentlichung*** vorzusehen.

§ 13 Referenzmarktwert

Zu Abs 1:

Er regelt die Ermittlung des relevanten Referenzmarktwertes. Hier ist ergänzend jedenfalls klar zu regeln, ***wie vorzugehen ist, wenn an den relevanten Handelsplätzen am relevanten Tag KEINE Handelsumsätze in der für Österreich relevanten Gebotszone ausgewiesen werden.***

Abs. 1 sieht zudem vor, dass für die Ermittlung des Referenzmarktwertes eine Day-Ahead-Marktkopplung heranzuziehen ist.

Aufgrund der spezifischen Charakteristik von Windkraft und Photovoltaik sollte hier auch auf den Intraday-Börsepreis abgestellt werden, weil dieser Marktplatz einen entscheidenden Einfluss auf den tatsächlichen Marktwert der Energie hat. Für Wasserkraft ist die Intraday-Markt Berücksichtigung nicht sinnvoll und daher wegzulassen.

Zur Klarstellung sollte außerdem ergänzt werden, dass der Stundenpreis der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für die für Österreich relevante Gebotszone heranzuziehen ist.

Vorschlag:

Für jede Stunde eines Kalendermonats wird für Windkraft und Photovoltaik ein Mischpreis aus dem Day-Ahead-Börsepreis und dem Intraday-Börsepreis gebildet. Der Day-Ahead Börsepreis wird mit 80 % und der Intraday-Börsepreis mit 20 % gewichtet.

§ 14 Auszahlung der Marktprämie

Insgesamt bleibt die **Abwicklung des Clearings** noch etwas unklar. Die Vorgehensweise bei Rückforderungen, Nachzahlungen, etc. bleibt sehr oberflächlich definiert.

Eine klarere Festlegung dazu wäre wünschenswert.

Zu § 12 und § 14:

§ 12 Abs 2 legt fest, dass für die Ermittlung des Referenzmarktpreises auf den Mittelwert aller Stundenpreise des letzten Kalenderjahres abzustellen ist. § 14 Abs 2 normiert, dass die Akontierung auf Grundlage des gemäß § 12 ermittelten Referenzmarktpreises des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres zu erfolgen hat. Eine Zusammenschau beider Bestimmungen zeigt, dass unklar ist, ob nun der Referenzmarktpreis des letzten Jahres oder der Preis des vorletzten Jahres gemeint ist.

Zu § 14. Abs. 2:

Dieser Absatz sieht für Biomasse und Biogas eine für das Clearing einen Zeitraum von einem Jahr vor.

Zu Abs. 3:

Er sieht für Windkraft, Wasserkraft und Photovoltaik eine Clearing Periode von einem Quartal vor.

Die **Berechnung des Referenzmarktwerts sollte für denselben Zeitraum durchgeführt werden, für den die Marktprämie ausbezahlt wird. Eine Aufrechnung auf Monatsbasis ist vorzusehen, auch im Hinblick auf Nachvollziehbarkeit und Transparenz.** Akontierung und quartalsweise Aufrechnung (inkl. Rückforderung oder Erstattung) sind sehr unübersichtlich und aufwändig für alle Beteiligte. Eine Abrechnung auf Monatsbasis vorzusehen. **Vor allem Kleinst- und Kleinbetreiber könnten hier durch kürzere Intervalle unterstützt werden.**

Der in § 14 Abs. 2 und 3 genannte Termin (15. Jänner bzw. 15. des darauffolgenden) ist ungeeignet, da zu diesen Zeitpunkten das Clearing des Vormonats nicht abgeschlossen ist, es sollte daher auf das Ende des Monats abgestellt werden.

Grundsätzlich sollte jedoch die Abrechnung der Marktprämie monatlich erfolgen, damit wäre keine Akontierung erforderlich, und die Marktprämie sollte immer am Ende eines Monats für das Vormonat ausbezahlt werden. Die Bestimmung sollte daher wie folgt lauten:

„Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat bis zum Ende eines Kalendermonats die Auszahlung der Marktprämie für das jeweils vorangegangene Kalendermonat an den Betreiber einer Anlage zu leisten.“

Die Abs. 2 und 3 sollten entfallen.

§ 15 Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen

Dieser Paragraph sieht vor, dass für den Fall, dass die Stundenpreis in der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für das Marktgebiet Österreich bzw. bei Nichtverfügbarkeit der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung der ersatzweise veröffentlichte Stundenpreis desjenigen nominierten Strommarktbetreibers, der im vorangegangenen Kalenderjahr den höchsten Handelsumsatz in der für Österreich relevanten Gebotszone aufgewiesen hat, in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich die Marktprämie für den gesamten Zeitraum, in dem der Stundenpreis negativ ist, auf null.

Die Bestimmungen um die negativen Werte können durch die derzeitige Ausgestaltung zu einer Minderung der möglichen produzierten Menge führen. **Studien haben erarbeitet, dass ein Aussetzen der Marktprämie bei Negativpreisen den Ausbau Erneuerbarer verteuern würde** (Consentec).

Die Marktprämie sollte nicht für einen Zeitraum auf null gesetzt werden, wenn zwar der Day-Ahead-Spotmarktpreis in mindestens sechs aufeinander folgenden Stunden negativ ist, für den gleichen Zeitraum jedoch der Intraday-Spotmarktpreis positiv ist (etwa aufgrund eines Kraftwerksausfalls), damit ein Anreiz besteht, in so einem Fall des Bedarfs an elektrischer Energie Erzeugungsanlagen laufen zu lassen und ein Maximum an erneuerbarer Energie zu erzeugen. **Gleichzeitig darf die Auszahlung der Prämie nur dann eingestellt werden, wenn keine fossilen oder atomaren Erzeugungsformen weiterhin einspeisen.**

Entsprechend der Rz. 125 der UBELL ist Rz. 124 für Anlagen kleiner 500 kW_{el} nicht gültig. **Folglich ist die Bestimmung zur Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen – im Einklang mit dem europäischen Beihilfenrecht – auf Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von mindestens 500 kW_{el} zu begrenzen** und sind kleinere Anlagen generell davon auszunehmen. (Institutionalisierte Anlagenbetreiber mit entsprechenden Informationen zu Marktentwicklung, Steuerungs- sowie Ausgleichsmöglichkeiten und

toleranteren Finanzierungssystemen, wären hier wesentlich bevorzugt im Vergleich zu Personen und Unternehmen, deren Hauptgeschäftsfeld ein gänzlich anderes ist als jenes der Energiewirtschaft.)

§16 Beginn, Dauer und Beendigung der Förderung

Dieser Paragraph legt den Beginn der Förderdauer mit Inbetriebnahme fest.

Anstatt der Inbetriebnahme ist als Zeitpunkt der Meldung der Inbetriebnahme der Anlage, Anlagenerweiterung oder Revitalisierung an die EAG-Förderabwicklungsstelle festzumachen, da ansonsten der Probetrieb (ohne volle Erzeugung) schon Teil der 20 Jahre sein würde bzw. Erweiterungen und Revitalisierungen unter Umständen den Förderanspruch völlig verlieren würden.

§18 Höchstpreis

Zu Abs. 1:

Dieser Absatz sieht vor, dass durch Verordnung gesondert für jede Technologie Höchstpreise in Cent pro kWh, bis zu denen Angebote in Ausschreibungen beachtet werden, auf Basis eines oder mehrerer Gutachten festzulegen sind.

Es sollen **jedenfalls immer mehrere Gutachten herangezogen werden. Die resultierende Verordnung ist einer Begutachtung zu unterziehen. Die zur Festlegung der Höchstpreise angewendeten Gutachten sind im Zuge dieser Begutachtung vollständig zu veröffentlichen.**

Generell müssen **die gesamten Projektkosten in die Berechnung des Höchstpreises einfließen**: Planung, Netzanschluss, Abnahmeprüfungen (extern), Versicherung, Rechtskosten (z.B. bei Gemeinschaftsanlagen), etc.) Eigenleistung. Die genannten Kosten für den Betrieb der Anlagen, die Abschreibung und die Verzinsung des Kapitals greifen hier jedenfalls zu kurz.

Es sollte klargestellt werden, was mit einer „Normkapitalstruktur“ gemeint ist und diese an geeigneter Stelle definiert werden.

§ 20 Anforderung an Gebote

Zu Zi 4:

In Zi 4 ist vorgesehen, dass alle Projekte, die im Zuge der Ausschreibung an der Ermittlung der Marktprämie teilnehmen, einen aufwändigen Kosten-, Zeit- und Finanzierungsplan vorlegen müssen.

Der **Aufwand für die Erstellung dieser Pläne erscheint bei kleinen Anlagen überbordend im Vergleich zum Nutzen**. Dementsprechend sind hier zumindest Anlagen mit einer Engpassleistung < 500 kW von der Lieferung von Kosten-, Zeit- und Finanzierungsplänen auszunehmen.

Zu Zi. 7:

Hier sollte ergänzt werden, dass hier die erstinstanzlichen Genehmigungen und Bewilligungen gemeint sind (nicht rechtskräftig). Zudem Ergänzung um Revitalisierung sowie Repowering.

Zu Zi 9:

Die in Zi 9 geforderte **Bereitstellung von Messdaten in Echtzeit sehr vage formuliert**. Eine Energie-Messung ist über den Zähler möglich; mehr Daten sind sehr aufwendig zu gewinnen und verursachen zusätzliche Kosten. **Hier muss auf eine angemessene Kosten-/Nutzen Relation und auf die Vorgaben des Regulators zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme Rücksicht genommen werden.**

2. Unterabschnitt

Ausschreibungen für Photovoltaik

§30 Anwendungsbereich

Zu Abs 1 und Abs 2:

Sie legen fest, dass die Empfänger einer Marktprämie und die Höhe des für die Berechnung der Marktprämie anzulegenden Wertes für Photovoltaikanlagen durch Ausschreibung ermittelt werden.

Um hier faire Bedingungen zu schaffen, ist die **Ausschreibung für Photovoltaik in Größenklassen zu segmentieren**.

§ 55 (7) legt für Investitionszuschüsse für gebäudeintegrierte Anlagen und besonders innovative Projekte die Möglichkeit vor, mit Verordnung gemäß § 58 Zuschlag von bis zu 30% vorzusehen.

Diese **Zuschlagsmöglichkeit für innovative PV-Projekte ist sachlich gerechtfertigt und auch im Fall von Marktprämien vorzusehen**.

§ 31 Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine

Zu Abs 2:

Dieser Absatz legt fest, dass Ausschreibungen für Photovoltaik zweimal jährlich vorzunehmen sind.

Die Ausgestaltung des Fördersystems muss so erfolgen, dass eine Verfügbarkeit des Budgets und damit Umsetzung der Projekte über das ganze Jahr sichergestellt wird. **Ausschreibungen haben mindestens dreimal im Jahr stattzufinden**.

§ 33 Abschlag für Freiflächenanlagen

Dieser Paragraph legt fest, dass sich für Photovoltaikanlagen auf Freifläche die Höhe des Zuschlagwertes um einen Abschlag von 30% verringert. Die Höhe des Abschlages kann mit Verordnung geändert werden.

Abgesehen davon, dass **äußerst unklar bleibt, auf welche Freiflächen sich dieser Abschlag bezieht** (Parkplatzüberdachungen, schwimmende PV, etc.), bleibt auch **unklar, auf welchen Betrag der Abschlag anzuwenden ist – auf den Betrag laut Angebot?** Vor oder nach Zuschlag?

Jedenfalls darf der Abschlag auf den Zuschlagswert für Anlagen auf der Freifläche bei max. 10 % liegen, da andernfalls Freiflächen in der Ausschreibung zu stark benachteiligt werden. Der genannte Abschlag von 30 % ist unsachlich und willkürlich. Zwar liegen die Errichtungskosten bei größeren Freiflächen-Anlagen unter jenen von Aufdachanlagen, jedoch beträgt die Einsparung max. 10 %.

Zudem sollte ein **möglicher Abschlag auf PV Freiflächen ausschließlich am Verordnungswege erfolgen und nicht im Gesetz**, da so eine zweckdienlichere Handhabung dieses Abschlages im Sinne einer Lenkung der Entwicklung erfolgen kann und keine etwaigen unnötigen Bremsen für die Schöpfung sinnvoller PV Potentiale eingezogen werden.

Um neue Technologie voranzutreiben (in die Marktreife zu führen) und das gesamte Potential der PV-Anwendung auszuschöpfen, **müssen Innovationen besonders gefördert werden. Genauso, wie bei der Investitionsförderung (§ 55 (7)) ein Zuschlag für besonders innovative Projekte sowie gebäudeintegrierte Anlagen vorgesehen ist, ist dies auch im Zuge der Betriebsförderungen vorzusehen.**

§ 34 Frist zur Inbetriebnahme von Photovoltaikanlagen

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.

Wichtig ist, dass als Inbetriebnahme nicht die Inbetriebnahme durch den Netzbetreiber gemeint ist, sondern die Fertigstellungsmeldung durch den Errichter.

Die Inbetriebnahme der Anlage liegt nicht in der Einflussosphäre des Anlagenbetreibers, sondern hängt allein von der Arbeitsüberlastung des Netzbetreibers ab. Dementsprechend sind Fristen, anstatt mit „Datum für die Inbetriebnahme“ mit „Datum der Fertigstellungsmeldung“ zu versehen, um unnötigen Druck zu nehmen und für eine Entlastung der Netzbetreiber zu sorgen. Die Fertigstellungsmeldung hat ohnehin durch den Anlagenerrichter/eine Fachperson beim Netzbetreiber zu erfolgen, womit bestätigt wird, dass die Anlage normgerecht, betriebsbereit und fehlerfrei ist. Damit ist die Fertigstellungsmeldung ein haftungsrelevantes Dokument.

3. Unterabschnitt

Ausschreibung für Anlagen auf Basis von Biomasse

§ 35 Anwendungsbereich

Dieser Paragraph sieht vor, dass die Empfänger einer Marktprämie und die Höhe des für die Berechnung der Marktprämie anzulegenden Wertes für neu errichtete Anlagen auf Basis von

Biomasse mit einer Engpassleistung von 0,5 MWel bis 5 MWel sowie neu errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung über 5 MWel für die ersten 5 MWel werden durch Ausschreibung ermittelt werden.

Diese **Begrenzung nach oben mit 5 MW el erscheint sachlich nicht gerechtfertigt und ist zu streichen.**

§ 38 Frist zur Inbetriebnahme von Anlagen auf Basis von Biomasse

Die Fristen für die Inbetriebnahme ist für Biomasseanlagen mit 24 Monaten ab Zuschlag festgehalten, mit einer optionalen Verlängerung um nochmals 24 Monate, wenn der Bieter glaubhaft macht, dass die Verzögerung nicht durch sein Verschulden entstanden ist.

Die **Frist von 24 Monate ist jedenfalls auf 36 Monate zu verlängern.** Auch wenn eine optionale Verlängerung vorgesehen ist, ist diese doch durch den erforderlichen Nachweis erschwert.

4. Unterabschnitt

Ausschreibung für Windkraftanlagen ab dem Kalenderjahr 2024

§39 Anwendungsbereich

Dieser Paragraph sieht vor, dass die Förderhöhen bei Windkraft bis 2023 mittels Verordnung festgelegt werden. Bis Ende 2023 sind Zielerreichung und Fördermodelle zu evaluieren. Wenn dieser Evaluierungsbericht erwarten lässt, dass eine Ausschreibung effizientere Ergebnisse als die administrative Vergabe der Förderung erwarten lässt, sind die Fördermittel ab 2024 durch Ausschreibungen zu vergeben.

Angesichts der Erfahrungen mit bestehenden Ausschreibungssystemen ist es essentiell, dass nicht nur wie geplant bis 2024 auf Ausschreibungen verzichtet wird, sondern auch darüber hinaus. Ausschreibungen bei der Windkraft haben in vielen Ländern in Europa zu groben Verwerfungen des Windkraftausbaus geführt. Daher sollte auf Ausschreibungen bei der Windkraft gänzlich verzichtet werden.

Das EU-Recht hat zwar eine starke Präferenz für Ausschreibungen, es gibt jedoch Ausnahmemöglichkeiten. Die IG Windkraft hat im August 2020 ein Memo der Rechtsanwaltskanzlei Eisenberger & Herzog vorgelegt, warum in Österreich von verpflichtenden Ausschreibungen abgesehen werden kann.

Zu § 40, 42, 43 :

Da eine Ausschreibung für Windkraftprojekte aus oben genannten Gründen abgelehnt wird, wird der Änderungsbedarf zu diesen Paragraphen hier nicht weiter ausgeführt. Sinngemäß gilt hinsichtlich des jährlichen Ausschreibungsvolumens (500 MW erforderlich!), der

Ausgestaltung der Standortdifferenzierung, und der Inbetriebnahmefristen selbiges wie unter § 46.2.4 und § 47.2, § 47.3 ausgeführt.

3. Abschnitt

Antrag auf Förderung durch Marktprämie

§ 45 Antragstellung und Vertragsabschluss

Zu Abs 3:

Dieser legt fest, dass der anzulegende Wert für jedes Kalenderjahr zu bestimmen ist, wobei unterjährige Anpassungen zulässig sind. Daraus ergibt sich nicht klar, ob sich diese Neubestimmung bzw. Anpassung nur auf Neuansträge bezieht oder aber auch auf bereits abgeschlossene Förderverträge (was eine Anpassung während der Förderdauer bedeuten würde). Hier sollte klargestellt werden, dass nur Neuansträge betroffen sind und nicht bestehende Förderverträge.

Es ist zudem vorgesehen, dass Anträge, die nicht zum Zug kommen, nicht mehr gereiht werden.

Hier sollte eine Reihung für eine gewisse Frist (zumindest für das Folgejahr) vorgesehen werden.

§ 46 Festlegung des anzulegenden Wertes

Zu Abs 1:

Er regelt die Festlegung des anzulegenden Wertes per Verordnung.

Um Rechtssicherheit für die BetreiberInnen zu gewährleisten, sollte der Absatz ergänzt werden um die Festlegung, dass der ***per Verordnung festgelegte anzulegende Wert zum Zeitpunkt der Antragstellung für die gesamte Förderdauer der jeweiligen Anlage gültig ist.***

Zu Abs. 2:

Dieser Absatz sieht vor, dass der per Verordnung festgelegte anzulegende Wert gesondert für jede Technologie auf Basis eines oder mehrerer Gutachten festzulegen ist.

Ebenso wie oben für die Gutachten zum Höchstpreis bei Ausschreibungen festgehalten, sind auch hier ***immer mehrere Gutachten anzuwenden. Die resultierende Verordnung ist einer Begutachtung zu unterziehen. Die zur Festlegung der Höchstpreise angewendeten Gutachten sind im Zuge dieser Begutachtung vollständig zu veröffentlichen.***

Zu Zi 2:

Es sind auch Kosten für das Vermarktungs- und Mengenrisiko zu berücksichtigen. § 46 Abs 2 Z 2 sollte lauten: „die Kosten haben die Kosten für die Entwicklung des Projekts und für das Vermarktungsrisiko, Abschreibungen und eine dem Risiko der Tätigkeit entsprechende angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investition zu umfassen. Dabei ist ein Finanzierungskostensatz anzuwenden, der sich aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz für Eigen- und Fremdkapital unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer bestimmt. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen;“

Zu Zi 4:

Um über das gesamte Bundesgebiet hinweg die Windkraftpotential nutzen zu können und dabei eine effiziente und zielgerichtete Abgeltung sicherzustellen, ist eine **Differenzierung nach Standortqualitäten im Bereich der Windkraft jedenfalls erforderlich und sollte daher jedenfalls vorgesehen werden (nicht nur optional)**. Beispiele und Erfahrungen für eine Differenzierung nach Standorten sind aus anderen Ländern – insbesondere aus Deutschland bereits bekannt. Daran sollte man sich anlehnen. **Insbesondere soll die Erweiterung des Auf- oder Abschlags auf bis zu 30% erfolgen.**

Vorschlag:

§ 46 Abs 2 Z 4 sollte lauten:

„Auf den anzulegenden Wert für Windkraftanlagen ist ein Korrekturfaktor anzuwenden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 30 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen Referenzstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festzulegen. Als Referenzstandort ist ein Standort anzusehen, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über dem Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist. Eine Referenzanlage ist eine Windkraftanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrags errechnet. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windkraftanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist durch eine akkreditierte Prüfinstitution nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln. Der Korrekturfaktor wird nach angemessener Zeit anhand des tatsächlichen Standortertrages der Anlagen angepasst. Die Projektgröße, die forstliche Nutzung, die Seehöhe und die Akteursvielfalt sind darüber hinaus als zusätzliche Differenzierungsfaktoren zu berücksichtigen.

Zu Zi 6:

Sie sieht für **Wasserkraftanlagen eine Differenzierung** nach der Engpassleistung der geförderten Anlage vor.

Der **Faktor Engpassleistung ist in dieser Bestimmung um die Faktoren Regelarbeitsvermögen und Fallhöhe, sowie um eine Differenzierungsmöglichkeit nach Neuanlage (inkl. Revitalisierung $\geq 50\%$) und Revitalisierung zu ergänzen.**

Zu Zi 7:

Im Bereich der Biomasse wird eine Differenzierung rein nach Rohstoffeinsatz kritisch gesehen. Folgende Differenzierungsmöglichkeiten sind vorzusehen: **nach unterschiedlichen Anlagengrößen, Neu-, Alt- und Repowering Anlagen.**

Ebenso bedarf es einer **Anpassungsmöglichkeit an den Rohstoffpreis** (Zuschlagsmöglichkeit bis +20 % oder Automatismus über Index oder Inflationsanpassung der Rohstoffkomponente)

Zu Abs 3:

Er legt fest, dass der anzulegende Wert für jedes Kalenderjahr zu bestimmen ist, wobei unterjährige Anpassungen zulässig sind.

Daraus ergibt sich nicht klar, ob sich diese Neubestimmung bzw. Anpassung nur auf Neuanträge bezieht oder aber auch auf bereits abgeschlossene Förderverträge (was eine Anpassung während der Förderdauer bedeuten würde). **Hier sollte klargestellt werden, dass nur Neuanträge betroffen sind und nicht bestehende Förderverträge.**

§ 47 Marktprämie für Windkraftanlagen

Zu Abs. 2:

Dieser Absatz legt als Vergabevolumen für Windkraftanlagen jährlich mindestens 400 000 kW fest.

(ebenso in § 40 als jährliches Ausschreibungsvolumen im Falle von Ausschreibungen ab 2024).

Zur Steigerung der jährlichen Stromerzeugung aus Windkraft bis 2030 um 10 TWh, muss das jährlich vorgesehene Vergabevolumen für Windkraft 500 MW anstelle von 400 MW betragen. Dies ist insofern nötig, als in den nächsten zehn Jahren rund 1000 MW Leistung an alten Windkraftanlagen (mit rund 2 TWh Erzeugungskapazität) ersetzt werden müssen.

Zu Abs. 3:

Er legt als Inbetriebnahmefrist 24 Monate fest, mit der Option auf zweimalige Verlängerung um 12 Monate, wenn vom Antragsteller glaubhaft gemacht wird, dass die Verzögerung nicht durch sein Verschulden zustande gekommen ist.

Aufgrund der langen Lieferfristen für Anlagen, die in den letzten Monaten sogar noch angestiegen sind, sollten **diese Fristen von vornherein auf 36 Monate plus zwei Mal Verlängerungsmöglichkeit festgelegt werden.**

§ 48 Marktprämie für Wasserkraft

Zu Abs 2:

Er legt das jährliche Mengenziel für Wasserkraft mit 75 MW fest. Wie bereits weiter oben erwähnt, sind auch Revitalisierungen von Kleinwasserkraftwerken in die Abgeltung durch Marktprämien mit aufzunehmen.

Ein **Mengenziel von 75 MW ist demnach jedenfalls zu niedrig. Das jährliche Mengenziel soll daher auf 125 MW angehoben werden.**

Zu Abs. 3:

Er legt als Inbetriebnahmefrist 24 Monate fest, mit der Option auf zweimalige Verlängerung um 12 Monate, wenn vom Antragsteller glaubhaft gemacht wird, dass die Verzögerung nicht durch sein Verschulden zustande gekommen ist.

Auch hier sollten - wie oben im Fall von Biomasse und Windkraft bereits ausgeführt - die **Fristen von vornherein auf 36 Monate plus zwei Mal Verlängerungsmöglichkeit festgelegt werden.**

§ 49 Marktprämie für Anlagen auf Basis von Biogas

Zu Abs 2:

Das jährliche Kontingent für Anlagen auf Basis von Biogas soll laut Entwurf mindestens 1 500 kW betragen.

Um die gewünschte Weiterentwicklung der Technologie erreichen zu können, sollte das jährliche Förderkontingent für Anlagen auf Basis von Biogas auf mindestens 3 000 kW erhöht werden.

§ 50 Marktprämie für Anlagen auf Basis von Biomasse

Zu Abs. 3:

Er legt als Inbetriebnahmefrist 24 Monate fest, mit der Option auf einmalige Verlängerung um 12 Monate, wenn vom Antragsteller glaubhaft gemacht wird, dass die Verzögerung nicht durch sein Verschulden zustande gekommen ist.

Auch hier sollten die **Fristen von vornherein auf 36 Monate plus zwei Mal Verlängerungsmöglichkeit festgelegt werden.**

§ 51 Nachfolgeprämie für Anlagen auf Basis von Biomasse

Zu Abs.1:

Dieser Absatz bezieht sich bei den Fördervoraussetzungen unter anderem auf § 10 Abs. 2, welche die Fernregelbarkeit vorsieht.

Die **Fernregelbarkeit als Voraussetzung ist für bestehende Anlagen zu streichen**. Eine Adaptierung von Bestandsanlagen mit den entsprechenden Nachrüstungserfordernissen wird abgelehnt.

Zu Abs. 4:

Er legt fest, dass Förderanträge frühestens 24 Monate vor Ablauf der Förderdauer nach den Bestimmungen des ÖSG 2012, des Ökostromgesetzes, BGBl. Nr. 149/2002, oder der auf Grundlage des Biomasseförderung-Grundsatzgesetzes, erlassenen Landesausführungsgesetze eingebracht werden können.

Das ist dahingehend zu ändern, dass ein **Wechsel aus bestehenden Verträgen über den Nachfolgetarif für Biomasseanlagen auch vor Ablauf der Förderdauer möglich ist**.

Zusätzlich ist der Wechsel auch für Biomasseanlagen, die derzeit ohne Vertrag sind, zu ermöglichen.

§ 52 Nachfolgeprämie für Anlagen auf Basis von Biogas

Zu Abs 2:

Für bestehende Biogasanlagen sind Nachfolgeprämien für eine Dauer von zwölf Monaten vorgesehen.

Hintergrund für diese kurze Dauer im Vergleich zu jener, welche für Biomasse Nachfolgetarife vorgesehen ist, ist die zukünftig prioritär vorgesehene Umrüstung bestehender Anlagen zur Einspeisung von Biomethan. Dem EAG-Entwurf liefert jedoch keinen Rechtsrahmen für die Gaseinspeisung. Betreiber stehen dadurch vor der Situation, dass hohe Investitionen in die Anlagen notwendig wären, diese jedoch mangels Rechtssicherheit nicht getätigt werden können. Es bedarf unbedingt einer nachhaltigen Zukunftsperspektive für bestehende Anlagen.

§ 52 Abs 2 sollte lauten:

„Abweichend von § 16 werden Nachfolgeprämien für Anlagen auf Basis von Biogas bis zum Ablauf des 30. Betriebsjahres der Anlage gewährt.“

Für jene Anlagen, die aufgrund ihrer Größe, der Entfernung zum Gasnetz sowie den technischen Voraussetzungen **für die Einspeisung erneuerbarer Gase geeignet wären, eine Verpflichtung zum Umstieg auf die Aufbereitung und Einspeisung denkbar**. Unabdingbare Voraussetzung dafür ist das vorherige Inkrafttreten eines tragfähigen Rechtsrahmens für die Einspeisung und Förderung erneuerbarer Gase sowie die Gewährung einer angemessenen Übergangsfrist von mindestens sechsunddreißig Monaten (ab erstmaliger Quotenverpflichtung).

4. Abschnitt

Wechselmöglichkeit für geförderte Anlagen nach dem Ökostromgesetz 2012

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

Zu Abs. 1:

Dieser Absatz regelt, dass Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und Anlagen auf Basis von Biomasse, für die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes ein aufrechter Fördervertrag auf Grundlage des § 12 ÖSG2012 in der für die Anlage maßgeblichen Fassung besteht, auf Antrag durch Marktprämie gefördert werden können.

Dieser Absatz ist dahingehend zu ändern, dass **auch Anlagen mit Förderung nach §17 Ökostromgesetz oder auf Grundlage des BFG durch Marktprämie gefördert werden können.**

Zudem ist hier auch die **Wechselmöglichkeit für bestehende Biogasanlagen aus dem ÖSG vorzusehen.**

Zu Abs. 2:

Er bezieht sich bei den Fördervoraussetzungen unter anderem auf § 10 Abs. 2, welche die Fernregelbarkeit vorsieht.

Die **Fernregelbarkeit als Voraussetzung ist für bestehende Anlagen zu streichen.** Eine Adaptierung von Bestandsanlagen mit den entsprechenden Nachrüstungserfordernissen wird abgelehnt.

Zu Abs. 3:

Er regelt, dass ein Antrag auf einen Wechsel zur Förderung durch Marktprämien innerhalb eines Jahres nah Inkrafttreten des Gesetzes erfolgen muss.

Ein Wechsel ins neue System muss wohl überlegt werden und wird in der Regel auch Verhandlungen mit den finanzierenden Kreditinstituten erfordern. Deswegen sollte die in § 53 Abs 3 vorgesehene **Frist für die Wechselmöglichkeit auf 3 Jahre nach Inkrafttreten der Verordnung verlängert werden.**

Zu Abs. 4:

Dieser Absatz legt fest, wie sich Höhe der Marktprämie im Fall eines Wechsels aus dem ÖSG 2012 bemisst (Restlaufzeit gemäß ÖSG 2012, maximalen Förderdauer gemäß § 16, durch die Marktprämie abzudeckenden Investitions- und Betriebskosten, allfälliger Erlöse aus der Vermarktung von Wärme.) Nähere Vorgaben können durch Verordnung festgelegt werden.

Damit auch tatsächlich von der Möglichkeit des Wechsels Gebrauch gemacht wird, müssen die genauen Bedingungen möglichst schnell festgelegt werden, und die Festlegung muss im Ergebnis zu einem Anreiz führen, damit aus dem Einspeisetarifmodell auch tatsächlich in die

riskantere Direktvermarktung gewechselt wird. Es sollten bereits in § 53 Abs 4 Grundsätze für die Berechnung der Höhe der Marktprämie verankert werden, etwa, dass dabei die Kosten für die Direktvermarktung zu berücksichtigen sind. Ein Umstieg von der Einspeisetarifförderung auf Marktprämienförderung wurde etwa in Deutschland in den Jahren 2009 bis 2014 erfolgreich durch eine Managementprämie angereizt. Diese Möglichkeit zur Anreizung mittels Managementprämie sollte in § 53 Abs 4 ermöglicht werden. Jedenfalls müssen bei der Verordnung nach § 53 Abs 4 die Kosten für die Direktvermarktung Berücksichtigung finden

Zu Ab 5:

Hier wird festgelegt, dass im Falle eines Wechsels aus dem ÖSG 2012 der neu abgeschlossene Fördervertrag mit der EAG-Förderabwicklungsstelle mit dem Ablauf des 20. Betriebsjahres der Anlage endet.

Diese **Bestimmung ist auf „20. Förderjahr“ zu ändern**, da etwa Revitalisierungen im Förderregime das 20. Betriebsjahr bereits zu Förderbeginn mitunter weit überschritten haben, bzw. haben Anlagen mitunter vor Freiwerden von Mittel zu Marktpreis eingespeist.

2. Hauptstück

Investitionszuschüsse für die Neuerrichtung, Revitalisierung und Erweiterung von Anlagen und Stromspeichern

§ 54 Allgemeine Bestimmungen

Zu Abs 1:

Er regelt die Förderfähigkeit (mittels Investitionszuschusses) von Anlagen, welche an das öffentliche Netz oder an das Bahnstromnetz angeschlossen sind. Es ist vorzusehen, dass die Investitionszuschüsse auch für Anlagen gewährt werden, die über keinen eigenen Zählpunkt verfügen und/oder nur indirekt mit dem öffentlichen Netz verbunden sind. Damit können auch Direktleitungskraftwerke, Überschusseinspeisungskraftwerke und Inselanlagen gefördert werden.

Auch für Biomasseanlagen kleiner 50 kW ist die Möglichkeit auf Investitionszuschüsse vorzusehen.

Zu Abs 5:

Dieser Absatz regelt, dass Anträge, die im Rahmen eines Fördercalls nicht bedeckt werden können, als erloschen gelten.

Hier sollte eine Reihung für eine gewisse Frist (zumindest für das Folgejahr) vorgesehen werden.

§ 55 Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher

Zu Abs. 1:

Vergleiche auch § 10.

Vorzugsweise sind die hier normierten Voraussetzungen zu streichen oder die hier definierten **Fördervoraussetzungen** sind gleichlautend wie in § 10 dahingehend anzupassen:

Die **Neuerrichtung und Erweiterung** einer Photovoltaikanlage kann **bis zu 500 kWpeak** Engpassleistung einer Anlage durch Investitionszuschuss gefördert werden, 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) **auf einer Fläche abseits vom Gebäude oder einer baulichen Anlage**
- c) **auf einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder einer Fläche im Grünland, sofern sie eine speziell für die Errichtung einer Photovoltaikanlage vorgesehene Widmung nach Landesvorgabe aufweist**
- d) **als gebäudeintegriertes oder besonders innovatives Projekt errichtet wird oder ist.**

Zu Abs. 2:

Er sieht die Fördermöglichkeit für Speicher vor.

Um zu vermeiden, dass Speicherprojekte übermäßig viel Fördermittel beanspruchen und damit den Photovoltaikausbau bei beschränkten Fördermitteln abbremst, sind die **vorgesehenen Fördermittel gleich vorweg auf Photovoltaik- und Speicherprojekte aufzuteilen. 70 % für PV-Projekte, 30 % für Speicher-Projekte** wäre ein gangbarer Weg, welcher dem aktuellen Verhältnis entspricht.

Die Formulierung in diesem Absatz impliziert zudem, dass offensichtlich vorgesehen, ist, dass Stromspeicher nur gefördert werden, wenn diese gemeinsam mit einer PV-Anlage zur Förderung eingereicht werden. **Die nachträgliche Errichtung eines Stromspeichers (und damit eine Fördereinreichung ohne PV-Anlage, weil diese bereits besteht)** ist somit nicht mehr förderwürdig. Damit wird vom bestehenden Fördersystem abgegangen was einer Verschlechterung der bisherigen Fördersituation führt. Mit dem Ausschluss bestehender Anlagen bleiben sehr große Flexibilitätskapazitäten ungenutzt.

Die **Förderfähigkeit von Speichern** ist mit 50 kWh begrenzt. Diese Begrenzung sollte **auf 100 kWh angehoben** werden, da ein Speicher von 50 kWh für den gewerblichen Bereich zu wenig ist und eine Entlastung des vorgelagerten Netzes erst durch größere Speicher entsprechend erreicht werden kann.

Ein Speicher soll nur gefördert werden, wenn dieser mind. 0,5 kWh/kWp PV-Leistung aufweist. Auch die Fördervorgabe der **Mindest-Größe des Stromspeichers von mind. 0,5 kWh/kWp PV-ist nicht zielführend, da sie mitunter zu nicht situationsangepassten Überdimensionierungen von Stromspeichern oder zum Verzicht auf deren Realisierung führt.** Entsprechend muss die Vorgabe einer Mindestgröße entfallen.

Um **Skaleneffekten** gerecht zu werden, sind im Zuge der Verordnung **Fördersätze je nach Speichergröße gestaffelt vorzusehen.** Der Fördersatz je kWh nimmt mit zunehmender Speichergröße ab.

Zu Abs 5:

Hier sind 3 Fördercalls pro Jahr vorgesehen.

Die Ausgestaltung des Fördersystems muss eine Umsetzung der Projekte über das ganze Jahr sicherstellen. **Eine Fördervergabe muss zu vier Terminen pro Jahr (quartalsweise) mit fixiertem Förderbudget (1/4 des Jahresbudgets) stattfinden.**

Zu Abs. 6:

Dieser Absatz legt fest, dass der Förderwerber im Förderantrag den Förderbedarf in Euro pro kWpeak anzugeben hat. Die Förderanträge werden dann in drei Größenkategorien (Abs. 3) nach der Höhe des angegebenen Förderbedarfs gereiht. Die Anträge mit dem niedrigsten angegebenen Förderbedarf kommen zuerst zum Zug, bei gleicher Höhe entscheidet der Zeitpunkt der Antragstellung.

Die **Reihung nach Förderbedarf ist zu streichen**. Zur Gewährleistung einer effizienten Förderung ist die vorgesehene **Einteilung in Größenklassen und die entsprechend festgelegten Förderobergrenzen ausreichend**.

Hinsichtlich der Ab- und Zuschläge gilt hier selbiges wie zu § 33 festgehalten.

§56 Investitionszuschüsse für Wasserkraftanlagen

Zu Abs:

Er sieht vor, dass die Neuerrichtung einer Wasserkraftanlage mit einer Engpassleistung bis 1 MW von der Förderfähigkeit mittels Investitionszuschusses umfasst ist.

Die Schwelle für den Zugang zu Investitionsförderungen ist von 1 MW auf 2 MW zu erhöhen. Die 2 MW Schwelle entspricht der aktuell bewährten.

Zu Abs 3:

Dieser regelt die Fördervergabe in 2 Kategorien – **Neubau und Revitalisierung**. **Diese Kategorisierung ist wenig zweckmäßig, bringt eventuell Unübersichtlichkeit** und ist daher zu streichen.

Zu Abs 4:

Er begrenzt den möglichen Fördersatz mit 30 % des Investitionsvolumens. Damit wird die mögliche Förderhöhe im Vergleich zum zuletzt gültigen Satz im ÖSG um 5 Prozentpunkte gekürzt. **Die Höhe des möglichen Investitionszuschusses wurde erst 2017 mit der Novelle des ÖSG auf 35 % angehoben, da mit dieser Höhe eher ein Anreizeffekt gegeben ist.**

Zu Abs 5:

Dieser sieht vor, dass die Vergabe der Investitionszuschüsse für Wasserkraft in zumindest zweimal jährlich zu erfolgenden Fördercalls erfolgt.

Die Vergabe in zwei Fördercalls, wie etwa aus dem Bereich der Photovoltaik bekannt, erscheint für die Wasserkraft nicht erforderlich bzw. begründet. **Eine Vergabe nach „first come first serve“** wäre mit weniger Abwicklungsaufwand verbunden und würde die Vergaben beschleunigen und dem Bewilligungsprocedere im Bereich der Wasserkraft besser entsprechen. Entsprechend dieser Streichung der Fördercalls wären auch die nachfolgenden Absätze zu adaptieren.

Zu Abs. 8:

Er legt als Inbetriebnahmefrist 24 Monate fest, mit der Option auf zweimalige Verlängerung um 12 Monate, wenn vom Antragsteller glaubhaft gemacht wird, dass die Verzögerung nicht durch sein Verschulden zustande gekommen ist.

Auch hier sollten - wie oben bereits ausgeführt - **die Fristen von vornherein auf 36 Monate plus zwei Mal Verlängerungsmöglichkeit festgelegt werden.**

Für Biomasse Kleinanlagen unter 50 KWel sollten optional eine Möglichkeit auf Investitionsförderung eingeführt werden. Der entsprechende Fördersatz soll mit 45 % festgesetzt werden.

4. Teil

Aufbringung und Verwaltung der Fördermittel

§ 69 Erneuerbaren-Förderpauschale / § 71 Abs. 1 Erneuerbaren-Förderbeitrag

Zu Abs 3:

Dieser regelt eine in Übereinstimmungsbringung der Einspeise- und Bezugsleistung für die Festlegung der Erneuerbaren Förderpauschale. Diese gesetzliche Festlegung ist sehr begrüßenswert.

Sinnvoll wäre eine noch **ergänzende gesetzliche Klarstellung, die auch die bisherige Praxis der Befreiung von Volleinspeisern von der Ökostrompauschale und dem Ökostromförderbeitrag für den Eigenbedarf der Anlagen weiterhin umfasst.** Dies war bisher nur auf Basis eines ministeriellen Rundschreibens festgehalten.

Neben Pumpspeicherkraftwerken (nur wenn Erneuerbarer Strom eingesetzt wird) sind auch Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff, synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder -kälte oder andere Energieträger von der Entrichtung der Erneuerbaren-Förderpauschale und der Erneuerbaren-Förderbeitrags auszunehmen.

5. Teil

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften

§ 74 Allgemeine Bestimmungen

Zu Abs 2:

Dieser Absatz verlangt (entsprechend den Vorgaben der EU-Richtlinie), dass im Falle von Privatunternehmen die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit sein darf. In den Erläuterungen wird angeführt, dass „Versorger oder Lieferanten im Sinne des EIWOG 2010 oder Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind, von der Mitgliedschaft ausgeschlossen sind“.

Diese in den Erläuterungen angeführte Interpretation ist jedoch nicht zwingend aus Art 22 Abs 1 RL (EU) 2018/2001 ableitbar und wäre sehr problematisch, wenn auch größere Erzeugungsanlagen an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft teilnehmen sollen. In so einem Fall braucht es ein größeres Ausmaß an Fachkunde, Erfahrung und Organisation

Wenn Elektrizitätsunternehmen auch nicht über Töchter beteiligt sein dürfen, sind de facto alle Unternehmen mit Know-How und Erfahrung im Anlagenbetrieb und -management ausgeschlossen.

Die *Erläuterungen sind daher dahingehend abzuändern und diese - aus dem EU-Recht nicht ableitbare – Forderung, dass Versorger oder Lieferanten im Sinne des EIWOG 2010 oder Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind, von der Mitgliedschaft ausgeschlossen sind“ zu streichen*, damit im Ergebnis auch in der Praxis moderne Windparks oder größere PV-Anlagen oder Wasserkraftanlagen teilnehmen können. Vielmehr sollte in den Erläuterungen klar gemacht werden, dass die Teilnahme von Elektrizitätsunternehmen unter den Vorgaben von Art 22 der EU-Richtlinie möglich ist.

§ 75 Abs 2 erster Satz sollte lauten: „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften können unter Beachtung der geltenden Voraussetzungen nach den Bestimmungen des 2. Teils gefördert werden.“ *Es sollten nämlich auch Betriebsförderungen über Marktprämien in Anspruch genommen werden können.*

§ 75 Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im Elektrizitätsbereich

Zu Abs 1:

Dieser Absatz legt fest, dass innerhalb einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft die Verbrauchsanlagen der Mitglieder oder Gesellschafter mit den Erzeugungsanlagen über ein Niederspannungs-Verteilnetz und den Niederspannungsteil der Transformatorstation (Lokalbereich) oder über das Mittelspannungsnetz und die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk (Regionalbereich) im Konzessionsgebiet eines Netzbetreibers verbunden sein.

Die Beschränkung auf EIN Konzessionsgebiet ist in Grenzbereichen von Konzessionsgebieten problematisch und daher zu streichen.

Zu Abs. 2:

Er legt fest, dass Erneuerbare Energiegemeinschaften Investitionsförderungen für ihre Anlagen erhalten können. **Diese Festlegung ist um die Möglichkeit auf eine Betriebsförderung über Marktprämien zu erweitern.**

Zu Abs 3:

Dieser sieht für den Fall, dass eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft Eigentümerin oder Betreiberin eines Verteilernetzes ist, vor, dass die auf Verteilernetzbetreiber anwendbaren Vorschriften des 4. Teils des ElWOG 2010 gelten. Das würde bedeuten, dass die Gemeinschaft eine Gebietskonzession benötigen würde. Da alle Gebiete in Österreich bereits vergeben sind, könnte keine neue Konzession vergeben werden. **Hier bedarf es daher einer Klarstellung, welche Vorschriften des 4. Teils gelten sollen.**

Jedenfalls ist auch eine **Möglichkeit für Gründungen von einer „Energiegemeinschaften light“** vorzusehen. Diese sollte hinsichtlich der teilnehmenden Leistung und/oder Anzahl der TeilnehmerInnen eingeschränkt sein und dafür Vereinfachung in der organisatorischen Struktur bieten (etwa bzgl. Rechtsform u.a.)

§ 76 Organisation des Betriebs und Netzzugangs

Zu Abs. 2:

Er regelt die erforderlichen Inhalte der Gründungsdokumente. Ist die Energiegemeinschaft etwa in Vereinsform organisiert, stellen die Statuten die Gründungsdokumente dar, welche bei der Vereinsbehörde bei der Vereinsgründung vorzulegen sind.

Die Anforderungen an die Inhalte der Gründungsdokumente erscheinen zu umfangreich und sind dahingehend zu reduzieren, dass nicht jede kleine Änderung in der Energiegemeinschaft bereits eine neuerliche Meldung bei der Vereinsbehörde erfordert. **Kleine Änderungen dürfen keinen unverhältnismäßigen administrativen Aufwand mit sich bringen.**

Insgesamt bleibt die Organisation der Lastflüsse innerhalb der Energiegemeinschaft und die Schnittstelle zu außerhalb der Energiegemeinschaft noch sehr unklar. Unklarheiten gibt es etwa hinsichtlich der Bilanzgruppenteilnahme, Kostentragung für Ausgleichsenergie (Sollte man eine pauschale AE-Verrechnung schaffen - jährlicher Betrag in Euro pro kW für die Summe der installierten Engpassleistung der teilnehmenden Erzeugungsanlagen?), etc.

§77 Messung und Verrechnung

Zu Abs 1:

Dieser legt die Messung von Verbrauchsanlagen und Erzeugungsanlagen über Lastprofilzähler oder Smart meter fest.

Die Installation von Intelligenten Messgeräten liegt außerhalb des Einflussbereiches der Netzkunden. Wenn eine solche Regelung vorgesehen wird, müsste es gleichzeitig eine Regelung geben, welche Netzbetreiber dazu verpflichtet, innerhalb eines angemessenen Zeitraumes die intelligenten Messgeräte bei den entsprechenden Teilnehmern der Energiegemeinschaft zu installieren.

6. Teil

Herkunftsnachweise für erneuerbare Energie

1. Hauptstück

Allgemeine Bestimmungen

§ 78 Herkunftsnachweisdatenbank:

Zu Abs 2:

Er sieht vor, dass die Registrierung in der Herkunftsnachweisdatenbank für bestehende Anlagen innerhalb von drei Monaten ab Inkrafttreten des Gesetzes erfolgen muss. Die vorgesehene Übergangsfrist zur Registrierung für bestehender Anlagen ist jedenfalls zu kurz (viele Anlagenbetreiber, etc.)

Bestehende Anlagen sind auf Grund der guten Datengrundlage bei den Förderstellen oder aber auch bei den Netzbetreibern/Bilanzgruppenkoordinator automatisch in die HKN-Datenbank zu übertragen. Auch neue Projekt sind im Zuge der Auftragsabwicklung über die EAG-Abwicklungsstelle in die HKN-Datenbank einzutragen. Für die Eintragung in die HKN-Datenbank durch einen beauftragten Dritten dürfen keine zusätzlichen Kosten anfallen.

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

Zu Abs 4:

Dieser sieht vor, dass bestehende Erzeugungsanlagen, welche nicht mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet sind, diese binnen sechs Monaten ab Inkrafttreten des Gesetzes zu installieren haben.

Der Einsatz des Smart Meters ist nicht im Einflussbereich des Anlagenbetreibers. Hier braucht es Übergangsfristen bzw. andere Regelungen.

2. Hauptstück

Besondere Bestimmungen für erneuerbares Gas

§ 82 Grüngassiegel

Es mangelt an konkreten Ausführungen zum Grüngassiegel. Aus dem Begutachtungsentwurf geht weder hervor, wer für die Vergabe des Grüngassiegels zuständig ist, noch wie man ein solches tatsächlich erhält.

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

Zu Abs 1:

Der Verweis auf eine potenzielle zukünftige Verpflichtung der Versorger und deren Erfüllung durch die gewählte „Sofern“-Formulierung ist unzureichend. Es bräuchte eine ganzheitliche Betrachtung des Rechtsrahmens für Grünes Gas, um diesen einer sinnvollen Bewertung unterziehen zu können. Diese ist jedoch aktuell nicht möglich, da das EAG-Paket nur fragmentarische Anhaltspunkte für einen solchen enthält.

Zudem sollten jene Mengen erneuerbarer Gase, die bereits vor dem Inkrafttreten des EAG-Pakets produziert wurden für die Erfüllung der Quotenverpflichtung berücksichtigt werden.

8. Teil

Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan

§ 90 Integrierter Netzinfrastukturplan (NIP)

Diese Bestimmungen *sollten in das EIWOG zu den Verpflichtungen der Netzbetreiber übergeführt werden und ergänzt werden um die Verpflichtung der Verteilnetzbetreiber zur Erstellung von Netzausbauplänen gemäß Art. 32 Abs. 3 Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie, akkordiert mit dem Netzentwicklungsplan der APG.*

Die neue Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie muss bis Ende 2020 umgesetzt werden. Verpflichtende Netzentwicklungspläne der Verteilernetzbetreiber sind demnach alle zwei Jahre vorzusehen und auch in der vorgelegten Neufassung des EIWOG zu verankern.

9. Teil

Sonstige Bestimmungen

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

Zu Abs 1:

Er legt fest, dass Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, die nachweisen können, dass drei Stromhändler den

Stromabnahmevertrags abgelehnt oder eine Anlage mit einer Engpassleistung unter 500 kW betreiben, gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator den Anspruch haben, dass ihnen für diese Anlage ein Stromhändler zugewiesen wird.

Diese **Regelung zur abgesicherten Abnahme ist unzureichend, da sie keine Aussage darüber trifft, dass Verträge zu angesichts der aktuellen Marktsituation zumutbaren Konditionen anzubieten sind**, eine Ablehnung des Stromabnahmevertrages also mitunter nicht nachweisbar ist, weil der Vertrag aufgrund von nicht adäquaten Konditionen nicht zustande gekommen ist und nicht weil er vom Stromhändler abgelehnt wurde.

Zu Abs 6:

Dieser sieht vor, dass die Laufzeit des Abnahmevertrages gemäß Zuweisung auf ein Jahr beschränkt ist und nur einmal pro Anlage abgeschlossen werden darf.

Für Anlagen unter 500 kW soll diese Möglichkeit über die gesamte Förderdauer hinweg bestehen.

§ 98 Allgemeine Übergangsbestimmungen

Zu Abs. 3:

Dieser Absatz legt fest, dass Anträge, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes bei der Ökostromabwicklungsstelle gereiht sind und nicht unter Abs. 1 fallen, als zurückgezogen gelten.

Es ist jedenfalls sicherzustellen, dass bereits eingebrachte Anträge zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Bundesgesetzes nicht als zurückgezogen gelten, sondern noch im Rahmen der Regelungen des ÖSG abgewickelt werden. Dies betrifft auch Anlagen, die sich bereits im Errichtungsstadium befinden und für die der diesbezügliche Baubeschluss bzw. die Investitionsentscheidung auf Grundlage der Fördermöglichkeit nach dem ÖSG getroffen wurde. Die Gewährung von Förderung bzw. von Investitionszuschüssen kann nicht davon abhängig gemacht werden, ob ein Verfahren zur Erlangung der Förderung bzw. des Investitionszuschusses bereits abgeschlossen wurde oder noch behängt; die Verfahrensdauer liegt nicht in der Sphäre der Antragsteller.

Ergänzender Absatz 5:

Die bestehende Warteliste für Neuanlagen bei Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse sollte rasch abgebaut werden. Dies dient sowohl dem raschen Erreichen der Energie- und Klimaziele sowie der Rechts- und Planungssicherheit für die Anlagenbetreiber. **Anlagenrechtlichen Bewilligungen gelten nur wenige Jahre.** Wenn sie verfristen, weil die Anlagen in der Warteliste nicht rechtzeitig zum Zug kommen, steigen die Kosten für die Planung der Ökostromanlage und kostet dem Anlagenbetreiber im Regelfall eine vollständige Neuplanung. Ein Antrag auf Vertragsabschluss über die Kontrahierung von Ökostrom behält seinen Rang in der Warteliste, auch wenn die zugrundeliegenden Genehmigungen verlängert oder erneuert werden. Daher ist folgender neuer Absatz 5 aufzunehmen:

Vorschlag:

(5) Anträge auf Vertragsabschluss über die Kontrahierung von Ökostrom aus Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse, die bis zum 31. Dezember 2019 auf Grundlage des Ökostromgesetzes 2012 vollständig (§ 15 Abs 3 i.d. jeweils gültigen Fassung) gestellt wurden, sind auf der Grundlage der bisherigen Rechtslage bis 9. Februar 2022 zu kontrahieren.

Für diese Anträge ist ein ausreichendes Unterstützungsvolumen über die §§ 23 und 23b Abs. 2 hinaus bereitzustellen.

Vor Abschluss eines Vertrages über die Abnahme von Ökostrom gemäß ÖSG 2012 kann ein Antragsteller im Sinn des ersten Satzes für eine Ökostromanlage auf Basis fester Biomasse die Betriebsförderung nach diesem Bundesgesetz beantragen. Macht ein Antragsteller von diesem Wahlrecht Gebrauch, finden alle Bestimmungen dieses Bundesgesetzes auf diese Anlage Anwendung.

Artikel 2 Änderung des Ökostromgesetzes 2012

§ 57e Übergangsbestimmungen betreffend das Inkrafttreten des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes

Zu § 57e:

Zwischen dem Zeitpunkt der Antragstellungen an die Ökostromförderabwicklungsstelle und dem Zeitpunkt der Vertragsausfertigungen für diese Anträge ist der technische Fortschritt bei Ökostromanlagen, insb. bei Windkraftanlagen, weiter rasch vorangeschritten (da es bis zu den durch die ÖSG Novelle 2019 ausgelösten Vertragsausfertigungen zu einem langjährigen Warteschlagenaufbau gekommen war). Zahlreiche dieser Anlagen wurden und werden derzeit aufgrund dieses technischen Fortschritts auf leistungsfähigere modernere Anlagen umgeplant und diese moderneren Anlagentypen behördlich (um)genehmigt. Dadurch erhöht sich auch die Engpassleistung dieser Anlagen. Im Sinne der maximalen Ausschöpfung des Erzeugungspotenzials von Ökostromanlagen sind derartige Umplanungen auf den jeweils modernsten Anlagentyp auch wünschenswert.

Die Regelungen für Anlagenerweiterungen passen für solche bloßen Umplanungen nicht, da die Regelungen über Erweiterungen eine Situation vor Augen haben, in der zu einer bereits errichteten Anlage eine weitere Anlage hinzutritt, nicht aber eine Situation, in der noch gar keine Anlage errichtet ist, sondern sich nur Ausführungsdetails der geplanten Anlage ändern. Auch die Rechtsfolge der Regelung für Anlagenerweiterungen passt nicht für solche bloßen Umplanungen. Diese Regelungen für Anlagenerweiterung (in § 10 Abs 3 des Entwurfs zum EAG) sehen vor, dass bei Anlagenerweiterungen die aus der Anlagenerweiterung resultierenden Erzeugungsmengen separat gefördert werden und die Anlagenerweiterung durch Marktprämie nur förderfähig ist, wenn die Anlagenerweiterung nicht der Ökobilanzgruppe zugeordnet ist, eine Voraussetzung, die einem bestehenden Fördervertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle (der eine solche Zuordnung verlangt) widerspricht. Eine einheitliche, bloß umgeplante Anlage lässt sich hinsichtlich der Förderung und der Vermarktung des Stroms auch nur schwerlich in einen ursprünglich geplanten und einen erweitert geplanten Teil aufgliedern.

Daher soll die Übergangsbestimmung des 57e Abs 2 Z 2 ÖSG 2012 zwischen Umplanungen einerseits und echten Erweiterungen andererseits differenzieren. Die Übergangsbestimmung normiert, dass sich die Vergütung gemäß dem bereits abgeschlossenen Fördervertrag im Fall der behördlichen Umgenehmigung aufgrund von technischem Fortschritt auf die Engpassleistung gemäß jüngster behördlicher Errichtungsgenehmigung bezieht.

§ 57e Abs 2 Z 3 ÖSG 2012 bedeutet, dass ab Inkrafttreten des EAG für Betreiber von Anlagen über 500 kW keine Möglichkeit mehr besteht, bei der OeMAG Verträge zum Marktpreis nach

§ 13 ÖSG abzuschließen. Damit besteht die Gefahr, dass wenn der Markt nicht gut gestaltet wird, Anlagen, die aus den Tarifförderungen fallen, nur mehr sehr schlechte Angebote erhalten und dann nicht mehr die Notfall-Option der OeMAG-Abnahme zum Vertragspreis hätten. Das wäre eine Schlechterstellung jener bestehenden Anlagen, deren Tariflaufzeit in den nächsten Jahren endet. Hinzuweisen sei darauf, dass im Zuge der Novelle des deutschen EEG 2021 der Vorschlag auf dem Tisch liegt, dass Netzbetreiber die Energie zum Marktpreis minus Ausgleichsenergie nach dem 20. Betriebsjahr abzunehmen haben.

Das EU-Recht (EU-Richtlinie 2018/2001 sowie Beihilfenrecht) ermöglicht Ausnahmen für Kleinanlagen, und zwar für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 500 kW, wobei für Windkraftanlagen als Grenzwert eine installierte Kapazität von 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten gilt. Es sollte daher möglich sein, dass Windkraftanlagen unterhalb dieser Schwelle nach wie vor Verträge nach § 13 ÖSG bei der OeMAG erhalten können.

Zudem ist darauf zu verweisen, dass es für jene Anlagen, die eine Förderung aufgrund des bestehenden ÖSG 2012 erhalten haben, beihilferechtlich unproblematisch sein muss, dass diese Anlagen, die sich im Rahmen des geltenden ÖSG 2012 (und damit im Rahmen einer genehmigten Beihilferegelung) befinden, auch weiterhin einen Anspruch auf Abnahme nach § 13 ÖSG 2012 haben.

§ 57e Abs 2 Z 2 ÖSG 2012 sollte demnach lauten:

(2) Ab Inkrafttreten des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes, BGBl. I Nr. x/y,

[...]

2. sind die §§ 12, 14 bis 27a und § 56 Abs. 4 bis 8 mit der Maßgabe anzuwenden, dass Verträge nach diesem Bundesgesetz nicht mehr abgeschlossen werden, es sei denn, eine Förderzusage wurde bereits erteilt. Fördermittel für neue Verträge werden nicht mehr zur Verfügung gestellt. Eine Verlängerung der Laufzeit gemäß § 17 Abs. 3 gilt nicht als Abschluss eines neuen Vertrages. Wurde für eine Ökostromanlage bereits ein Vertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle abgeschlossen und kann diese Ökostromanlage aufgrund von technischem Fortschritt gemäß behördlicher Errichtungsbewilligung mit höherer Engpassleistung errichtet werden als im Vertrag ausgewiesen, erstreckt sich die Vergütung gemäß Vertrag auf die Engpassleistung gemäß behördlicher Errichtungsbewilligung. Wird eine bereits errichtete Anlage erweitert, sind auf den erweiterten Teil die Bestimmungen des EAG anzuwenden;“

Artikel 3

Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes 2010

Direktleitung

Direktleitungen bilden ein großes Potential sowohl Industrie wie auch Privatpersonen dezentral effizient zu versorgen und die öffentlichen Netze dabei zu entlasten. Die derzeitigen

Rahmenbedingungen sind aber derart streng, dass eine Ausgestaltung meist nicht möglich ist. Um dem entgegen zu wirken schlagen wir folgende Formulierung vor:

§ 7 Z 8: Die Definition sollte dahingehend geändert werden, dass einerseits eine Anpassung an die neue Definition der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie erfolgt, andererseits ermöglicht wird, dass in untergeordnetem Ausmaß über die Direktleitung auch Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden kann. Dann könnten etwa landwirtschaftlich eingesetzte Bewässerungsanlagen im Nahebereich von Stromerzeugungsanlagen, wie Windparks oder PV-Anlagen, über diese Anlagen versorgt werden und keine Dieselaggregate erforderlich.

Formulierungsvorschlag: „Direktleitung“ entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Erzeuger und einen Versorger zur direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, ihren Tochterunternehmen und ihren Kunden verbindet; wird Strom in untergeordnetem zeitlichen Ausmaß über diese Leitung bezogen, so gilt sie dennoch als Direktleitung; Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen gelten nicht als Direktleitungen;“

Netzzugang für Ökostromanlagen

Der bisher in § 6 ÖSG 2012 behandelte Netzzugang für Ökostromanlagen ist im EAG-Entwurf nicht enthalten, das Thema findet sich nun in § 17a und in § 46 EIWOG.

Der Anwendungsbereich von § 17a Abs 1 des Entwurfs ist unklar, es ist davon auszugehen, dass diese Bestimmung nur für Anlagen bis 20 kW anwendbar ist.

Nach § 46 Abs 2 des Entwurfs (Bundes-Grundsatzbestimmung) haben die Ausführungsgesetze vorzusehen, dass die Allgemeine Anschlusspflicht auch dann besteht, wenn eine Einspeisung oder Abnahme von elektrischer Energie erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird.

Diese Bestimmung scheint zwar auf den ersten Blick zum selben Ergebnis zu führen wie bisher § 6 Abs 1 ÖSG 2012, ist aber für Netzzugangswerber im Vergleich zu § 6 Abs 1 ÖSG 2012 nachteiliger, weil dieses unbedingte Recht auf Netzzugang nur dann gilt, wenn beide erforderlichen Umsetzungsschritte erfolgen: Erstens müssen die Landesausführungsgesetze die Grundsatzbestimmung umsetzen. Zweitens müssen auch die Allgemeinen Bedingungen der Verteilernetzbetreiber eine solche allgemeine Anschlusspflicht normieren. Eine derart doppelt mediatisierte Verpflichtung ist wesentlich ungewisser als eine unmittelbar geltende anwendbare bundesgesetzliche Bestimmung.

Außerdem besteht zwischen § 46 Abs 2 und Abs 3 ein inhaltlicher Widerspruch:

Nach Abs 2 besteht die Allgemeine Anschlusspflicht ausdrücklich auch dann, wenn eine Einspeisung oder Abnahme von elektrischer Energie erst durch Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. Abs 2 regelt damit Fälle, in denen aktuell noch keine Einspeisung erfolgen kann, weil das Verteilernetz nicht ausreichend dimensioniert ist. Dennoch besteht in diesem Fall eine Anschlusspflicht.

Nach Abs 3 können die Ausführungsgesetze wegen begründeter Sicherheitsbedenken (wie etwa Überschreitung der zulässigen technischen Werte, zB Spannungshub) oder wegen technischer Inkompatibilität Ausnahmen von der Allgemeinen Anschlusspflicht vorsehen. In Abs 3 wird also gesagt, dass mangelnde Netzdimensionierung eine Ausnahme von der Anschlusspflicht rechtfertigt.

Nach Abs 3 bestünde also bei einem technischen Hindernis der Netznutzung schon keine Allgemeine Anschlusspflicht. Nach Abs 2 soll die Allgemeine Anschlusspflicht aber explizit schon dann bestehen, wenn noch keine Netznutzung möglich ist. Es empfiehlt sich dringend diesen Widerspruch noch aufzulösen.

Forderungen:

Um einen effektiven Netzzutritt für Ökostromanlagen zu ermöglichen, bedarf es:

- **einen unbedingten Anspruch auf Netzzugang (wie er bisher in § 6 Abs 1 ÖSG 2012 normiert ist),**
- **einen maximalen Zeithorizont für die Möglichkeit der Einspeisung und**
- **eine Regelung der maximalen Kosten für den Netzzugang.**

§ 16b Bürgerenergiegemeinschaften

Bezüglich der noch vorhandenen Unklarheiten bei der konkreten organisatorischen Abwicklung betreffend Bilanzgruppe, Ausgleichsenergiemanagement etc. **gilt hier selbiges, wie für die Erneuerbaren Energie Gemeinschaften oben erwähnt.**

§ 20 Transparenz bei nicht ausreichenden Kapazitäten

Jedenfalls sollte die Verpflichtung der Netzbetreiber verankert werden, die Netzflussdaten auf den NE 1 bis 5 zu veröffentlichen, dies auf Viertelstundenbasis.

Zu § 45:

Z 6 sollte lauten:

„6. zum Betrieb und der Instandhaltung des Netzes, um im Hinblick auf die nationalen Energieziele die Fähigkeit des Verteilernetzes sicherzustellen, die voraussehbare Nachfrage nach Verteilung und Einspeisung zu befriedigen;“

§ 46 Allgemeine Anschlusspflicht

§ 46 sollte lauten:

§ 46 (Grundsatzbestimmung)

(1) Die Ausführungsgesetze haben Betreiber von Verteilernetzen zu verpflichten, Allgemeine Bedingungen zu veröffentlichen und zu diesen Bedingungen mit Endverbrauchern und Erzeugern privatrechtliche Verträge über den Anschluss abzuschließen (Allgemeine Anschlusspflicht).

(2) Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass die Allgemeine Anschlusspflicht auch dann besteht, wenn eine Einspeisung oder Abnahme von elektrischer Energie erst durch die

Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. Die Ausführungsgesetze haben Betreiber von Verteilernetzen zu verpflichten, dass Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen spätestens 5 Jahre nach Einbringen des Netzanschlussbegehrens an ihr Netz anzuschließen sind, widrigenfalls der Verteilernetzbetreiber dem Anschlusswerber schadenersatzpflichtig ist.

(3) Die Ausführungsgesetze können wegen begründeter Sicherheitsbedenken (wie etwa Überschreitungen der zulässigen technischen Werte, zB Spannungshub) oder wegen technischer Inkompatibilität Ausnahmen von der Allgemeinen Anschlusspflicht vorsehen, im Fall des Anschlusses von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien sind Ausnahmen jedoch nur temporär bis zur Umsetzung der unter Abs 2 genannten Maßnahmen zulässig.

Zu § 54

Der Anschluss von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen und die Schaffung der entsprechenden Infrastruktur muss im Zuge der Planungen von Netzbetreibern entsprechend ihrer Verpflichtungen vorgesehen werden. Netzzutrittsentgelte für Erzeugungsanlagen sind aus diesem Grund nicht zu rechtfertigen und ihre gesetzliche Verankerung wie im Begutachtungsentwurf vorgesehen wird daher abgelehnt. Die im Entwurf vorgesehene Kostenverrechnung an Erzeugungsanlagen ermöglicht faktisch eine Verrechnung von Anschlusskosten in unbegrenzter Höhe. Das käme auch einer Bevorzugung von ausländischen Erzeugungsanlagen im Vergleich zur heimischen Produktion gleich.

Für Regelungen zum Netzzutritt sind folgende Grundsätze wesentlich:

- Rechtsanspruch auf Netzzugang
- Klare Frist für Zugang
- Keine intransparente und nach oben unbegrenzte Kostenverrechnung an Erzeugungsanlagen, die einem ambitionierten Ausbau entgegenstehen.

Zu § 62:

§ 62 Abs. 3 sollte lauten:

(3) Das bei der Bestimmung der Entgelte des Höchstspannungsnetzes zugrunde zu legenden Verfahren der Kostenwälzung ist von der Regulierungsbehörde unter angemessener Berücksichtigung von Gesichtspunkten einer Brutto- und Nettobetrachtung durch Verordnung gemäß § 51 Abs. 3 zu bestimmen. Kosten für die Vorhaltung der Sekundärregelleistung, sowie für die Bereitstellung von Netzverlusten sind in der Brutto- und Nettobetrachtung nicht zu berücksichtigen. Bei der Brutto- und Nettobetrachtung ist ein Anteil von 70% für die Netzkosten im Verhältnis der Gesamtgabe und Einspeisung nach elektrischer Arbeit nach der Kostenwälzung gemäß der Bruttobetrachtung nicht zu überschreiten. Netzkosten für Maßnahmen, welche im Zusammenhang mit dem Ausbau und der Verstärkung des Höchstspannungsnetzes zur Erreichung der Ziele des Klima- und Umweltschutzes für die Einbindung und Steigerung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien stehen und im Netzentwicklungsplan gemäß § 38 enthalten sind, sind jedenfalls in der Bruttokomponente zu berücksichtigen. Die Bruttokomponente für die Höchstspannungsebene ist in den arbeitsbezogenen Tarifen für die Netznutzung getrennt zu berücksichtigen und ist in einem in der Verordnung gemäß § 51 Abs. 3 zu bestimmenden Verfahren den Netzbetreibern des Netzbereichs weiter zu verrechnen.“ Netzreserve: Transparenz zu schaffen: Die jährlichen Berichte sind zu veröffentlichen, auch die Eckpunkte der Ergebnisse der Ausschreibungen

(Name und Leistung der Kraftwerke, die einen Zuschlag erhalten haben) sind zu veröffentlichen, damit die Branche einen Überblick erhält, welche Kraftwerke nun an der Netzreserve teilnehmen.

III. Wesentliche ergänzende Punkte zur Stellungnahme

Geothermie:

Maßnahmen zur Stärkung der geothermischen Kraft-Wärme Koppelung durch einen „Geothermie KWK Investitionsbonus“

In Österreich sind derzeit geothermische Potenziale in der Höhe von 700 bis 1.100 MW bekannt, die für die Wärmeversorgung in umweltfreundlichen Wärmenetzen genutzt werden könnten. Durch technische Weiterentwicklungen (neue Erkundungsmaßnahmen bzw. Hot Dry Rock Verfahren) ließen sich diese Potenziale noch deutlich steigern.

Die gegenwärtig bekannten **geothermischen Ressourcen ließen sich auch zur Gewinnung elektrischer Energie im Umfang von 30 bis 70 MW nutzen**. Derzeit wird die Geothermie bereits seit fast 20 Jahren an 2 Standorten für die Verstromung von insgesamt 1 MW genutzt.

Der Fokus der Nutzung geothermischer Energie liegt jetzt und auch in der Zukunft in der Wärmeversorgung – hier kann der größte Beitrag zur Dekarbonisierung der österreichischen Energieversorgung geleistet werden.

Die in Österreich vorhandenen Verstromungspotenziale könnten jedoch durch umweltfreundliche KWK Anlagen gehoben werden.

Im Entwurf des EAG findet die geothermische Stromgewinnung überhaupt keine Berücksichtigung.

Um ungewünschte Rebound Effekte (z.B. Errichtung gering effizienter Strom geführter KWK Anlagen) zu vermeiden werden in Verstromungsanlagen zielführender eingeschätzt als hohe Vergütungstarife.

Bestehende Investitionsförderungen für Geothermie decken derzeit zumeist nur die Errichtung der grundlegenden Anlagenelemente wie Tiefbohrungen ab, die für die Wärmeversorgungsanlagen benötigt werden. Ein zusätzlicher Geothermie KWK Investitionsbonus kann wichtige Anreize schaffen, eine Wärmeversorgungsanlage zu einer KWK Anlage zu erweitern und somit grundlastfähige elektrische Energie zu produzieren.