



PHOTOVOLTAIC
AUSTRIA
FEDERAL ASSOCIATION



Wien, 28. Oktober 2020

Adresse:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, Postfach 201, 1000 Wien
Per E-Mail an: vi2@bmk.gv.at

STELLUNGNAHME: ERNEUERBAREN-AUSBAU-PAKET

Der Bundesverband Photovoltaic Austria bedankt sich für das, in den Grundzügen gelungene, Erneuerbaren Ausbau Paket. Sehr positiv wird anerkannt, dass der Weg von technologiespezifischen Ausschreibungen gegangen wird, pauschalierte Netzanschlussgebühren angedacht werden und Transparenz im Bereich der Netzkapazitäten angestrebt wird.

Dennoch sind einige äußerst kritische Punkte im vorliegenden Entwurf zu finden und wichtige Details noch zu spezifizieren, damit das Erneuerbaren Ausbau Paket ein tatsächlicher Meilenstein für den Ausbau des Sonnenstroms in Österreich wird – anstatt Enttäuschung und Frustration bei großen Teilen der Bevölkerung zu verursachen und diese damit von der Energiewende auszuschließen. Jedenfalls mehr Augenmerk benötigen die vielfältigen Anwendungen der Photovoltaik.

Besonders besorgniserregend ist die **zusätzliche bürokratische und finanzielle Belastung für PV-Anlagen**, die im Zuge des Erneuerbaren Ausbau Pakets entstehen. Kostenbelastung entstehen v.a. durch:

- Leistung von Sicherheiten im Zuge der Beantragung der Betriebsförderung (§ 33 EAG)
- Anzahlung für gebuchte Netzkapazitäten (§ 20 ELWOG)
- Pauschales Netzzutrittsentgelt (§ 54 ELWOG)

In Kombination mit zusätzlichen Anforderungen durch TOR Erzeuger und SOGL sowie sinkende Förderungen (Versteigerung der Prämie und des Investitionszuschusses bei gleichzeitigem Wegfall der Kombination von Invest- und Tarifförderung) werden vor allem auch Dachanlagen stark belastet. **Das 1 Mio. Dächerprogramm findet sich im vorliegenden Entwurf nur sehr zurückhaltend wieder und bedarf noch mehr Deutlichkeit, vor allem bei Anlagen < 500 kW. Neben zusätzlichen finanziellen Belastungen wird auch der administrative Aufwand aufgebaut, den es, v.a. im Zusammenhang mit dem hohen Fachkräftebedarf, jedenfalls zu vermeiden gilt um knappe Ressourcen effizienter einsetzen zu können.**

Wir erlauben uns daher im Folgenden sehr detailliert zum Entwurf des Erneuerbaren Ausbau Pakets Stellung zu nehmen und freuen uns auf die weiteren Gespräche.

Für Rückfragen steht der Vorstand sowie das gesamte Team des Bundesverbands Photovoltaic Austria zur Verfügung.



ZUSAMMENFASSUNG DER STELLUNGNAHME

| | |
|--|----|
| Allgemeine Begriffsbestimmungen (§5) | 5 |
| 1. Forderung: Klare, gesetzlich verankerte Definition von „virtuellen Zählpunkten“ | 5 |
| Anpassung der Fördermittel (§7) | 5 |
| 3. Forderung: Ungenutzte Fördermittel der ersten Jahre müssen jedenfalls technologiespezifisch erhalten bleiben | 5 |
| 4. Hinweis: Verweis auf falschen Absatz | 6 |
| 5. Forderung: Gestiegener Strompreis muss Ausbau-Kürzungen rückgängig machen | 6 |
| Marktprämie (§§ 9 – 34) | 6 |
| 7. Forderung: Neugestaltung der Anlagenbedingungen erforderlich | 6 |
| 8. Forderung: Vorgaben zur Fernsteuerbarkeit müssen sich an bestehenden Vorgaben orientieren | 7 |
| 9. Forderung: Intelligente Messgeräte müssen bei neuen PV-Anlagen rasch umgesetzt werden | 7 |
| 10. Forderung: Erweiterung nur über virtuelle Zählpunkte – Ausstellung für den Netzbetreiber verpflichtend | 7 |
| 11. Forderung: Intraday-Börsepreis in Berechnung des Referenzmarktwert einfließen lassen | 8 |
| 12. Forderung: Monatliche Auszahlung der Marktprämie | 8 |
| 13. Forderung: Keine Prämienaussetzung, wenn Day-Ahead Spotmarktpreis 6 Stunden negativ, gleichzeitig der Intra-Day Spotmarktpreis aber positiv ist | 8 |
| 14. Forderung: Ausnahme für Anlagen < 500 kW bei Aussetzung der Marktprämie bei negativ Preisen erforderlich | 8 |
| 15. Hinweis: Tippfehler | 9 |
| 16. Forderung: Höchstpreise müssen gesamte Investitionskosten beachten | 9 |
| 17. Forderung: Keine Notwendigkeit für Angabe eines Kosten-, Zeit- und Finanzierungsplans sowie Messdaten in Echtzeit gegeben | 10 |
| 18. Forderung: Ausschließlich baureife und damit vollständig genehmigte Projekte sollen die Betriebsförderung beantragen können (Sicherheitsleistungen verkomplizieren das System) | 10 |
| 19. Forderung: Ausschreibungsvolumen, das durch Erlöschen von Anträgen frei wird, ist in nächster Ausschreibungsrunde zur Verfügung zu stellen | 11 |
| 20. Forderung: Mehrere Ausschreibungen pro Jahr, um kontinuierlichen Ausbau zu ermöglichen | 11 |
| 21. Forderung: Differenzierte Ausgestaltung des Zu- und Abschlags via VO erforderlich (für vollständige Potentialnutzung) | 12 |
| 22. Forderung: Bezifferung des Abschlags hat in Verordnung zu erfolgen und sollte maximal 10% betragen | 12 |
| 23. Forderung: Segmentierung innerhalb der PV-Ausschreibung vorsehen | 13 |
| 24. Forderung: Fristsetzung mit Fertigstellungsmeldung anstatt Inbetriebnahme durch Netzbetreiber | 13 |
| 25. Forderung: Differenzierte Ausgestaltung der Inbetriebnahmefristen | 14 |
| Wechselmöglichkeit (§53) | 14 |
| 26. Forderung: Verlängerung der Frist für Wechselmöglichkeit von Tarifförderung ALT auf Marktprämie NEU notwendig | 14 |
| Investitionszuschüsse (§54 – 55) | 14 |
| 27. Forderung: Neugestaltung der Anlagenbedingungen | 14 |



| | |
|---|----|
| 28.Forderung: Klarstellung, dass PV-Anlagen auch größer als 500 kWp förderwürdig sind | 15 |
| 29.Forderung: Nachrüstung bestehender PV-Anlagen mit Stromspeicher muss förderwürdig sein | 15 |
| 30.Forderung: Speichereinsatz im Gewerbe forcieren und förderbare Kapazität auf 100 kWh erhöhen | 15 |
| 31.Forderung: Verzicht auf Vorgabe einer mind. Speichergröße im Verhältnis zur PV-Anlage | 16 |
| 32.Forderung: Fördermittel von Betriebsförderung der Investitionsförderung zur Verfügung stellen..... | 16 |
| 33.Forderung: Staffelung der Speicher-Fördersätze notwendig..... | 16 |
| 34.Forderung: Fixer Budgetanteil für PV-Projekte ist vorzusehen..... | 16 |
| 35.Forderung: Fixe Fördersätze notwendig, um Planungssicherheit zu schaffen und Bürokratie sowie Verunsicherung zu verhindern | 17 |
| 36.Forderung: Förderung muss kontinuierlich zur Verfügung stehen..... | 17 |
| Aufbringung der Fördermittel (§§ 69 – 71) | 18 |
| 37.Forderung: Stromspeicher sind von der Entrichtung des Erneuerbaren-Förderbeitrags sowie der Erneuerbaren-Förderpauschale auszunehmen (wie Pumpspeicherkraftwerke)..... | 18 |
| Erneuerbare Energiegemeinschaften (§§ 74 -77) | 18 |
| 38.Forderung: Eigentumserfordernisse dürfen nicht ausschlaggebend für die Teilnahme an EEG sein..... | 18 |
| 39.Forderung: Zulassen einer offenen Teilnahme inklusive Großunternehmen | 18 |
| 40.Forderung: Teilnahmemöglichkeit von juristischen Personen öffentlichen Rechts an EEG ermöglichen | 19 |
| 41.Forderung: Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage muss Teil einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft sein können..... | 19 |
| 42.Forderung: Keine Beschränkung auf das Konzessionsgebiet eines Netzbetreibers..... | 19 |
| 43.Forderung: EEGs muss der Zugang zu anderen Fördermöglichkeiten offenstehen | 19 |
| 44.Forderung: Bestehende Einspeise-ZP sollen nicht verpflichtend in das Eigentum der EEG übergehen | 19 |
| 45.Forderung: Rechtsanspruch gegenüber Netzbetreiber zur online Transparenz über Lage und Einteilung ihres Verteilnetzes..... | 20 |
| 46.Forderung: Einfache Erstellung und Handhabung des Gründungsdokuments und Digitalisierung der Dokumentenerfassung | 20 |
| 47.Forderung: Zwingende Übergangsregelung bzw. exakte Festlegung des Installationszeitraums für Smart-Meter | 20 |
| 48.Forderung: Kosteneinhebung durch den Netzbetreiber darf nicht zur Unwirtschaftlichkeit der EEG führen | 20 |
| 49.Forderung: Ermöglichung der Umsetzung von ortsungebundener Eigenerzeugung | 20 |
| Herkunftsnachweise (§§ 79 – 81) | 21 |
| 50.Forderung: Automatischer Eintrag bestehender und neuer Anlagen in HKN-Datenbank erforderlich.... | 21 |
| 51.Forderung: Zwingende Übergangsregelung bzw. exakte Festlegung des Installationszeitraums für Smart-Meter erforderlich | 21 |
| Monitoring (§§ 86 – 89) | 21 |
| 52.Forderung: EAG-Monitoringbericht muss quartalsweise erfolgen | 21 |
| Sonstige Bestimmungen | 22 |
| 53.Forderung: Nicht marktkonformes Angebot ist als Absage zu werten..... | 22 |
| 54.Forderung: Abnahme zum Marktpreis erforderlich | 22 |
| 55.Forderung: Vertragsdauer von 3 Jahren für Planungssicherheit notwendig | 22 |



| | |
|--|----|
| ELWOG (Änderungen des EIWOG 2010) | 22 |
| 56.Forderung: Begriffsdefinition des Stromspeichers erforderlich..... | 22 |
| 57.Forderung: Anforderungen an BEG müssen analog zu EEG vereinfacht werden | 23 |
| 58.Forderung: BEG muss der Zugang zu anderen Fördermöglichkeiten ggf. der Betriebsförderung möglich sein | 23 |
| 59.Begriffsverwendung: Maximalkapazität anstatt Engpassleistung..... | 23 |
| 60.Forderung: Vereinfachter Netzzutritt und Netzzugang für bestehende Bezugsleistung..... | 23 |
| 61.Forderung: Transparenz bei nicht ausreichenden Kapazitäten | 24 |
| 62.Reservierung der Netzkapazitäten durch Anzahlung | 24 |
| 63.Forderung: Betrieb von Stromspeichern für Netzbetreiber ermöglicht | 25 |
| 64.Forderung: Unbedingtes Recht auf Netzanschluss muss im EIWOG bestehen bleiben..... | 25 |
| 65.Forderung: Ortstarif auch für gemeinschaftlich genutzte Speichern vorsehen..... | 26 |
| 66.Forderung: Ortstarif auch für BEG (auf NE 7-5) und „EEG light“ vorsehen..... | 26 |
| 67.Forderung: Pauschalisiertes Netzzutrittsentgelt notwendig, aber erst ab 1 MW gerechtfertigt | 26 |
| Forderung: Pauschalsatz von max. 30 Euro/kWp, österreichweit für Anlagen ab 1 MW). Die darüber hinaus gehenden Kosten sind vom Netzbetreiber zu finanzieren..... | 26 |
| Forderung: Einzelfallbewertung für PV-Volleinspeiser ab 10 MW notwendig, mit Begrenzung der max. Pauschale bei 50.000 Euro/MWp..... | 27 |
| Forderung: Projektentwickler tragen die verursachergerechten und angemessenen Kosten für den unmittelbaren Netzanschluss die durch den Netzbetreiber transparent vorzulegen sind..... | 27 |
| 68.Hinweis: Falsch gewählter Begriff..... | 27 |
| 69.Forderung: Technologieneutrale Befreiung von Stromspeicher bei Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten erforderlich | 27 |

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

| | |
|------------|----------------------------------|
| BEG | Bürger Energiegemeinschaft |
| EAG | Erneuerbaren-Ausbau- Gesetz |
| EEG | Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft |
| HKN | Herkunftsnachweis |
| MW | Megawatt |
| PV | Photovoltaik |
| VO | Verordnung |
| ZP | Zählpunkt |



STELLUNGNAHME: ERNEUERBAREN-AUSBAU-PAKET

Allgemeine Begriffsbestimmungen (§5)

1. **Forderung: Klare, gesetzlich verankerte Definition von „virtuellen Zählpunkten“**

Betrifft: § 5

Begründung: Es braucht folgende gesetzlich verankerte Definition des virtuellen Zählpunkts, vor allem für die nachträgliche Erweiterung von bestehenden Anlagen. Administrative Hürden (mangelnde Ausstellungsbereitschaft durch den Netzbetreiber) sollten dem nicht entgegenstehen.

„Virtueller Zählpunkt“ an Einspeise- und/oder Entnahmestelle, an der ein Teil einer Strommenge eines realen Zählpunkts erfasst wird.“

2. **Forderung: Gemeinschaftliche Stromspeicher sind von der Entrichtung des Erneuerbaren-Förderbeitrags sowie der Erneuerbaren-Förderpauschale auszunehmen (wie Pumpspeicherkraftwerke)**

Betrifft: § 5 Abs. 1 Z. 14, § 5 Abs. 1 Z. 15, § 69 Abs. 1, § 71 Abs. 1

Begründung: Die vorgesehenen marktverzerrenden Sonderregeln für Pumpspeicherkraftwerke sind aufzuheben. **Neben Pumpspeicherkraftwerken sind auch Stromspeicher (Gemeinschaftsspeicher sowie Speicher ohne direkten Anschluss an Versorger – bspw. zur Netzstützung) von der Entrichtung des Erneuerbaren-Förderbeitrags sowie der Erneuerbaren-Förderpauschale auszunehmen, um damit Technologieneutralität zu wahren.** Für diese Sonderstellung gibt es keine sachlichen Anhaltspunkte. Es sollen die Grundregeln des Marktes, des Netzzugangs, der Netznutzung, der Bilanzierung, der Entflechtung und der Kostenzuordnung nicht außer Kraft gesetzt oder ausgehöhlt werden (siehe „Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt“, BNetzA, März 2020). Die mit tiefgreifenden Sonderregeln (für Österreich z.B. in Punkt 6.3 des „Abschlussberichts der Speicherinitiative des Klima- und Energiefonds“, Juni 2016 beschrieben) einhergehenden Kollateralschäden und Risiken wären gerade in der Phase des Umbaus der Energiewirtschaft auf ein volatiles, dezentrales und kleinteiligeres System unkalkulierbar, da sie andere wichtige Flexibilitätsoptionen wie z.B. Laststeuerung und -verschiebung, Ladestellen, Erdgas-Kraftwerke etc. entsprechend benachteiligen und Kosten sozialisiert werden. Die Ausweitung der Befreiung des Erneuerbaren-Förderbeitrags auf Stromspeicher ist vor allem auch in Hinblick auf den gewünschten Erfolg von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften von Bedeutung.

Anpassung der Fördermittel (§7)

3. **Forderung: Ungenutzte Fördermittel der ersten Jahre müssen jedenfalls technologiespezifisch erhalten bleiben**

Betrifft: § 7

Begründung: Aktuell ist vorgesehen, dass nicht ausgeschöpfte Fördermittel nach drei Jahren – unter Berücksichtigung des Monitoringberichts – anderen Technologien zur Verfügung gestellt werden. Eine automatische Budgetweiterreichung bei Nicht-Nutzung nach drei Jahren gefährdet den PV-Ausbau ab 2024.

Da sich der Ausbau der PV von einem jährlichen Zubau von aktuell 250 MW nicht ohne weiters innerhalb von drei Jahren auf einen jährlichen Zubau von angepeilten 1.100 MW vervielfachen lässt, **müssen nicht genutzte Fördermittel der ersten Jahre jedenfalls**



technologiespezifisch erhalten bleiben. Ansonsten fehlen die Fördermittel in den Jahren ab 2024.

4. Hinweis: Verweis auf falschen Absatz

Betrifft: § 7 Abs. 3

Hier wird auf einen falschen Absatz verwiesen. Richtigerweise ist auf § 4 Abs. 4 zu verweisen.

5. Forderung: Gestiegener Strompreis muss Ausbau-Kürzungen rückgängig machen

Betrifft: § 7

Begründung: Da die Förderkosten sehr stark vom Strompreis abhängen, ist folgende Regelung einzubeziehen: Kommt es bei gekürzten Fördermitteln, im Zuge von gestiegenen Strompreisen zu einer Kostenreduktion und damit zu einer Unterschreitung der Milliardengrenze, ist die **erfolgte Kürzung des Ausbaupfads/der Förderkontingente, über eingesparte Förderkosten, wieder rückgängig zu machen.**

Marktprämie (§§ 9 – 34)

6. Hinweis: Grundsätzliches zur Marktprämie

Betrifft: § 9 Abs. 2

„Die Marktprämie ist darauf gerichtet, die Differenz zwischen den Produktionskosten von Strom aus erneuerbaren Quellen und dem Referenzmarktpreis für Strom gemäß § 12 bzw. dem Referenzmarktwert für Strom gemäß § 13 für eine bestimmte Dauer auszugleichen. Sie wird als Zuschuss für vermarkteten und tatsächlich in das öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom aus erneuerbaren Quellen gewährt, für den Herkunftsnachweise ausgestellt wurden.“

7. Forderung: Neugestaltung der Anlagenbedingungen erforderlich

Betrifft: § 10 Abs. 1 Z. 3 lit a-d (NEU) Zusatz siehe auch Punkt 27

Begründung: Mit dem vorliegenden Entwurf werden sämtliche Anlagen abseits vom Gebäude (§ 10 Abs. 1 Z. 3. c) über einen Kamm geschert, ohne zu unterscheiden, ob es sich um bereits versiegelte Flächen, Militärfächen, Staudämme/Seen, Deponien, Schottergruben oder Gewerbegebiete und dgl. handelt. Es wird auch keine Unterscheidung anhand der Investkosten ermöglicht, weswegen kostenintensivere Standorte/Nutzungskonzepte, wie PV auf Parkplätzen oder Deponien, stark benachteiligt werden. Damit handelt es sich um keine sachliche und nachvollziehbare Einteilung der Anlagenarten.

Um eine umfangreiche Nutzung des vorhandenen PV-Potenzials, eine treffsichere Förderung über eine vernünftige Basis für Zu- oder Abschläge zu garantieren, neue Technologie voranzutreiben und in die Marktreife zu führen, ist eine gesonderte Betrachtung dringend erforderlich. Dazu folgender Vorschlag für eine Neugestaltung der Anlagenbeschreibungen:

§ 10 Abs. 1 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 des Gebäudes** 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.

8. Forderung: Vorgaben zur Fernsteuerbarkeit müssen sich an bestehenden Vorgaben orientieren

Betrifft: § 10 Abs. 2

Begründung: Vorgesehen ist, dass nur jene Anlagen eine Förderung durch Marktprämie erhalten, die u.a. ferngesteuert regelbar sind. **Die Anforderungen der Fernsteuerbarkeit sowie des intelligenten Zählers sind nicht über das EAG zu definieren, sondern anhand der Vorgaben des Regulators und dessen Marktrichtlinien, TOR Erzeuger und SOGL, zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme.** Weiters sollte nur die tatsächliche Einspeiseleistung, welche durch die Marktprämie vergütet wird und damit relevant ist für das EAG, ferngesteuert regelbar sein. Ansonsten ist nicht einmal Eigenverbrauch möglich.

Erhöhte Anforderungen, die über andere ohnehin bestehende gesetzliche und technische Regelwerke und Normen hinausgehen, dürfen im Zuge des EAG nicht erfolgen. Der Zusammenhang der Kopplung der Auszahlung einer Marktprämie an eine Fernsteuerbarkeit ist nicht bekannt.

9. Forderung: Intelligente Messgeräte müssen bei neuen PV-Anlagen rasch umgesetzt werden

Betrifft: § 10 Abs. 2 & § 55 Abs. 1

Begründung: Sowohl bei der Förderung via Betriebsförderung (§ 10 Abs. 2), als auch via Investitionszuschuss (§ 55 Abs. 1) ist ein Lastprofilzähler bzw. ein intelligentes Messgerät erforderlich.

Da der Smart-Meter Rollout bekanntlich hinterherhinkt, sind im Zuge der Förderung jegliche vom Netzbetreiber installierten Messeinrichtungen zu akzeptieren. Andernfalls würde der Anlagenbetreiber von der Ausbaugeschwindigkeit des Netzbetreibers abhängig gemacht und ggf. von der Förderung ausgeschlossen werden. Hier liegt der Engpass bei den Netzbetreibern. **Zu hinterfragen ist daher, ob eine verpflichtende Vorschreibung tatsächlich zielführend ist oder ausschließlich eine zusätzliche Belastung schafft. Andernfalls ist dem Netzbetreiber eine zeitliche Vorgabe für eine umgehende Adaptierung der Zählerinfrastruktur vorzugeben.**

10. Forderung: Erweiterung nur über virtuelle Zählpunkte – Ausstellung für den Netzbetreiber verpflichtend

Betrifft: § 10 Abs. 3

Begründung: Bestehende Projekte mit bestehender Förderung, können gefördert erweitert werden. Hierzu wird jedoch ein virtueller Zählpunkt (für den zu erweiternden Anlagenteil) vorgesehen. Die Erfahrung zeigt, dass der Erhalt von virtuellen Zählpunkten beim Netzbetreiber oftmals Schwierigkeiten bereitet, da eindeutige gesetzliche Grundlagen zu dessen Ausstellung fehlen. **Dementsprechend muss sichergestellt werden, dass Netzbetreiber dazu verpflichtet werden, virtuelle Zählpunkt auszustellen.** Andernfalls sind Erweiterungen nicht möglich und vorhandenes Dachflächenpotential bleibt bei Personen ungenutzt, die auf Grund der bestehenden Anlagen, schnell bereit wären zu erweitern. Eine entsprechende Begriffsdefinition ist vorzusehen.



Weiters ist zu beachten, dass der Anspruch auf die Marktprämie auf jede am Zählpunkt eingespeiste Energieeinheit besteht. Unabhängig davon, ob diese direkt erzeugt oder zwischengespeichert wurde. Erfolgt eine Einspeisung am Zählpunkt, so ist davon auszugehen, dass diese als Zusammensetzung aller Anlagen/Anlagenteile/Speichern entsprechend des Anteils der Engpassleistung an der gesamten Engpassleistung erzeugt wurde, es sei denn, **der Anlagenbetreiber kann die Herkunft der Energie einer bestimmten Anlage/Anlagenteils/Speichers technisch zuweisen, wie zum Beispiel über virtuelle Zählpunkte.**

11. Forderung: Intraday-Börsepreis in Berechnung des Referenzmarktwert einfließen lassen

Betrifft: § 13

Begründung: Um eine tatsächliche marktbasierende Förderung zu erzielen ist in die Berechnung des Referenzmarktwerts neben dem Day-Ahead-Börsepreis auch der Intraday-Börsepreis einzubeziehen, der einen entscheidenden Einfluss auf den tatsächlichen Marktwert des Stroms hat. Die Anteile sind wie folgt aufzuteilen: Day-Ahead-Börsepreis wird mit 80 %, der Intraday-Börsepreis mit 20 % eingerechnet.

12. Forderung: Monatliche Auszahlung der Marktprämie

Betrifft: § 14

Begründung: Die **Berechnung des Referenzmarktwerts** ist an den Zeitraum der Marktprämien-Auszahlung anzupassen und hat dementsprechend **monatlich zu erfolgen**. Aus administrativen Gründen (Clearing-Perioden, Liquidität) sowie auf Grund der Transparenz ist eine **monatliche Abrechnung und Auszahlung für Windkraft und PV zu bevorzugen**. Akontierung und quartalsweise Aufrechnung (inkl. Rückforderung oder Erstattung) sind sehr unübersichtlich und aufwändig für alle Beteiligten. Im Hinblick auf die Nachvollziehbarkeit für den Anlagenbetreiber ist eine Abrechnung auf Monatsbasis vorzusehen.

13. Forderung: Keine Prämienaussetzung, wenn Day-Ahead Spotmarktpreis 6 Stunden negativ, gleichzeitig der Intra-Day Spotmarktpreis aber positiv ist

Betrifft: § 15

Begründung: Folglich dem Vorschlag zur Beachtung des Intraday-Börsepreis zur Berechnung des Referenzmarktwerts (*s. Punkt. 11*), ist die Marktprämie in jenen Fällen nicht auszusetzen, in denen der Day-Ahead-Spotmarktpreis zwar 6 Stunden negativ ist, für den gleichen Zeitraum jedoch der Intraday-Spotmarktpreis positiv ist (wie es in den Zeiten ungeplanter Nachfrage-/Produktionsveränderungen kommt). Damit besteht ein Anreiz, dass vor allem im Bedarfsfall weiterhin Strom erzeugt wird.

14. Forderung: Ausnahme für Anlagen < 500 kW bei Aussetzung der Marktprämie bei negativ Preisen erforderlich

Betrifft: § 15

Begründung: Vorgesehen ist, dass im Falle von negativen Stunden-Marktpreisen, die Zahlung von Prämien ausgesetzt wird, wenn die Preise über eine Dauer von 6 Stunden negativ sind. Damit werden alle Stunden (auch die ersten 6) ohne Marktprämie entgolten und möglicherweise sogar Minus-Preise verrechnet. In diesem Fall muss der Betreiber womöglich Geld an den Stromhändler zahlen.

Negative Preise an sich verursachen für den Betreiber wirtschaftliche Einbußen. In Kombination mit der zunehmenden Unsicherheit bei den Strompreisen in den kommenden



Jahren, stellt die Förderung via Marktprämie eine riskante Stromvergütung und somit eine unplanbare Wirtschaftlichkeit der Anlagen dar. Institutionalisierte Anlagenbetreiber mit entsprechenden Informationen zu Marktentwicklung, Steuerungs- sowie Ausgleichsmöglichkeiten und toleranteren Finanzierungssystemen sind hier im Vergleich zu Personen und Unternehmen, deren Hauptgeschäftsfeld ein gänzlich anderes ist als jenes der Energiewirtschaft, wesentlich bevorzugt. Branchenfremden Unternehmen abzuverlangen, sich mit der Energiewirtschaft und/oder der Entwicklung der Strompreise zu beschäftigen und ggf. Ausgleichsmöglichkeiten zu schaffen oder andernfalls entsprechende Risiken einzugehen ist äußerst problematisch. Der bürokratische Aufwand dafür steht zudem nicht in Verhältnismäßigkeit.

Hinzu kommt, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien gefördert werden soll und die Produktionskosten durch die vorgesehene Regelung nicht ausgeglichen werden können.

Dementsprechend ist erst ab der 6. Negativ-Preisstunde die Prämie auszusetzen und Anlagen, deren Engpassleistung < 500 kW (typ. KMU), sind von der Regelung der Aussetzung der Marktprämie gänzlich auszunehmen und die Prämienzahlung ist fortzusetzen. Andernfalls würden auf Grund des Risikos des wirtschaftlich negativen Anlagenbetriebs viele Anlagen nicht errichtet werden.

15. Hinweis: Tippfehler

Betrifft: § 17 Abs. 1

Im zweiten Satz befindet sich im Wort „ANTRAG“ ein Tippfehler.

16. Forderung: Höchstpreise müssen gesamte Investitionskosten beachten

Betrifft: § 18 und § 55

Begründung: Generell müssen die gesamten Projektkosten in die Berechnung des Höchstpreises einfließen: Planung und Entwicklung, Netzanschluss, Abnahmeprüfungen (extern), Versicherung, Rechtskosten (z.B. bei Gemeinschaftsanlagen), etc.). Weiters ist zu berücksichtigen, dass die Anwendung von PV in Österreich unterschiedliche Anforderungen unterliegt (bspw. Schnee- und Windlast). Bei der Ermittlung der Höchstpreise ist dementsprechend das gesamte Marktspektrum zu berücksichtigen und auf unterschiedliche Anwendungen und Anlagengrößen zu beziehen. In der Vergangenheit wurden diese wichtigen Kostenkomponenten nicht beachtet.

Die Verwendung eines risikoarmen Best-Case-Modells zur Festlegung des Höchstpreises ist zu kurz gegriffen. Vermarktungskosten und v.a. entsprechende Risikokomponenten, wie beispielsweise Risiken durch Abschaltungen, Negativpreise, Betriebsausfälle und Ertragsausfall durch Schneefall, sind einzuberechnen. Unklar ist, wie der durchschnittliche Kapitalkostensatz berechnet wird. Darüber hinaus ist auf eine angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital zu achten.

Die PV-Technologie hat in den vergangenen Jahren eindrucksvoll bewiesen, dass Kostenreduktionen möglich sind. Dieser positive Abwärtstrend wird zunehmend gestoppt, denn PV-Anlagen werden auf Grund der Anforderungen aus TOR-Erzeuger, SOGL, Netztarife 2.1 und steigende Netzgebühren immer stärker belastet. Dies Kehrtwende der Investkosten muss bei der Festlegung der Höchstpreise beachtet werden.

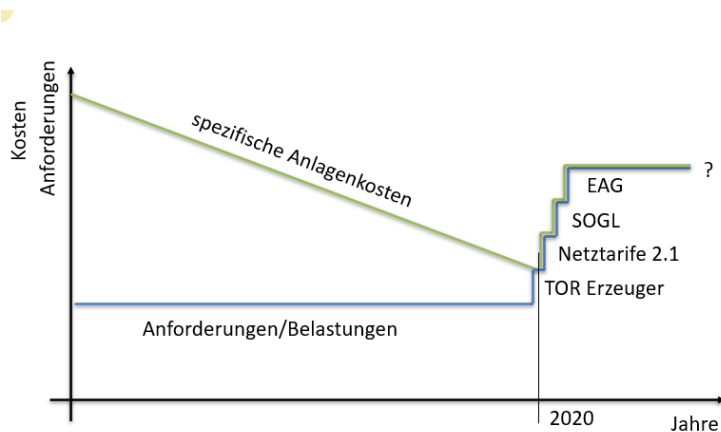


Abbildung 1: Kostenentwicklung der Photovoltaik

Jedenfalls auch in den Höchstpreis der Betriebsförderung einzupreisen ist jener finanzielle Verlust, der durch den **Wegfall des Investitionszuschusses** (wie bei der bisherigen Förderung über die Tarifförderung) entsteht. Der Investitionszuschuss hat immerhin bis zu 30 % der Investitionskosten abdeckt. Dementsprechend ist der Höchstpreis der Marktprämie um den wegfallenden Investitionszuschuss zu ergänzen.

17. Forderung: Keine Notwendigkeit für Angabe eines Kosten-, Zeit- und Finanzierungsplans sowie Messdaten in Echtzeit gegeben

Betrifft: § 20

Begründung: In Hinblick auf die Größenklassen von 20 kW (ab derer eine Teilnahme an der Ausschreibung möglich ist), ist der Aufwand für die **Erstellung eines Kosten-, Zeit- und Finanzierungsplan überbordend im Vergleich zum Nutzen**. Ohnehin ist zu hinterfragen, warum diese Pläne im Zuge der wettbewerblich ermittelnden Ausschreibung vorgelegt werden müssen. Die Antragsteller müssen ohnehin ihren Förderbedarf eigenständig angeben. Die Informationen über den Kosten-, Zeit- sowie Finanzierungsplan sind für die Förderabwicklung nicht erforderlich und bleiben dementsprechend ohne Konsequenzen. Zu beachten ist auch, dass sich die Kosten im Laufe der Umsetzung verändern können. Anlagen mit einer Engpassleistung < 500 kW sind daher jedenfalls von der Lieferung von Kosten-, Zeit- und Finanzierungsplänen auszunehmen.

Ebenso ist die Forderung der **Bereitstellung von Messdaten in Echtzeit sehr vage formuliert** und zu allgemein für eine tatsächliche Bewertung. Eine Energie-Messung ist über den Zähler möglich; mehr Daten sind sehr aufwendig zu gewinnen und verursachen zusätzliche Kosten. Hier muss vor allem bei den kleineren Anlagen auf Kosten-/Nutzen Rücksicht genommen werden.

18. Forderung: Ausschließlich baureife und damit vollständig genehmigte Projekte sollen die Betriebsförderung beantragen können (Sicherheitsleistungen verkomplizieren das System)

Betrifft: § 22 und § 32

Begründung: Es ist vorgesehen, im Zuge der Gebotsabgabe sowie im Falle des Zuschlags finanzielle Sicherheiten zu leisten. Diese Sicherheiten stellen für weniger institutionalisierte sowie wirtschaftlich schwächere Betreiber eine zusätzliche finanzielle Belastung dar und verursachen Finanzierungskosten von bis zu 8 % der Investkosten (bei größeren Anlagen), die wiederum für bis zu zwei Jahre brach liegen. Auch der Abwicklungsaufwand wird dramatisch gesteigert. In Anbetracht der Vielzahl an zukünftig gestellten Förderanträgen, ist verstärkt für eine deutliche Reduktion des administrativen Aufwands zu sorgen! Unklar ist



zudem, weshalb es in den Technologien zu Ungleichbehandlungen bei der Höhe der Sicherheiten kommt.

Anstatt Sicherheiten einzufordern, ist vorzusehen, dass ausschließlich baureife und damit vollständig genehmigte Projekte (inkl. Netzzusage) und damit mit einer sehr hohen Realisierungsquote, eine Förderung beantragen können. Diese Projekte werden auf Grund der bereits vorliegenden Genehmigungen jedenfalls realisiert, weswegen auf eine zusätzliche Belastung mit Sicherheiten verzichtet werden kann. Damit wird zusätzlicher administrativer Aufwand rund um die Abwicklung der Zahlungen und Rückzahlung der getätigten Sicherheiten, sowohl bei den Projektentwicklern als auch der EAG-Abwicklungsstelle, verhindert.

Vor allem für Energie-Gemeinschaften stellt die Leistung von finanz. Sicherheiten, neben all den anderen administrativen Aufwendungen und Unklarheiten, eine zusätzliche finanz. Belastung dar. Besonders zu einem Zeitpunkt zu dem noch unklar ist, ob die Anlage tatsächlich realisiert werden kann. Unklar ist damit auch wer für die Anzahlung der Sicherheiten in Vorleistung geht und wie diese ggf. rückverrechnet werden.

Undenkbar ist der Aufwand, der bei der Förderantragstellung für den Anlagenerrichter entsteht, der ev. die Kosten der Sicherheitsleistungen vorab leisten oder im Vorfeld vom Kunden einheben muss. Die entsprechende Rückabwicklung verdoppelt den Aufwand, auch bei der Förderabwicklungsstelle. Über Förderrichtlinien bzw. VO können, wie bisher auch, weitere Vorgaben wie der Nachweis der Komponentenbestellung bzw. Beauftragung gemacht werden, um den Baufortschritt zu überprüfen.

Vor allem in Anbetracht der Vielzahl an Dachanlagen, die angestrebt werden, sind jedenfalls PV-Anlagen mit einer Leistung < 500 kW von der Zahlung der Sicherheitsleistungen auszunehmen, um den Aufwand bei allen Beteiligten zu reduzieren. In diesem Segment bieten ausschließlich Handwerksunternehmen an, die aktuell noch wenig Erfahrung mit diesen Vorgaben haben und kaum Zeitressourcen dafür aufwenden können.

19. Forderung: Ausschreibungsvolumen, das durch Erlöschen von Anträgen frei wird, ist in nächster Ausschreibungsrunde zur Verfügung zu stellen

Betrifft: § 27 Abs. 2

Wird durch das Erlöschen von Zuschlägen Ausschreibungsvolumen frei, soll dies laut dem aktuellen Entwurf erst im nächsten Kalenderjahr zur Verfügung gestellt werden. **Dieses freigewordene Volumen sollte allerdings, um keine wertvolle Zeit verstreichen zu lassen, direkt in der nächsten Ausschreibungsrunde zur Verfügung gestellt werden** (wie es bei nicht ausgeschöpften Ausschreibungsvolumen (§ 18 Abs. 3) bzw. im Zuge der Investförderung (§ 55 Abs. 8) ohnehin vorgesehen ist.

20. Forderung: Mehrere Ausschreibungen pro Jahr, um kontinuierlichen Ausbau zu ermöglichen

Betrifft: § 31 Abs. 2

Begründung: Die Ausgestaltung des Fördersystems muss so erfolgen, dass eine Antragstellung und damit **eine Umsetzung der Projekte über das ganze Jahr sichergestellt wird**. Ausschreibungen haben zu **drei Terminen pro Jahr** mit fixiertem Ausschreibungsvolumen (1/3 des Jahresbudgets) zu erfolgen. Dies sollte vor allem im Zuge der VO festgehalten werden.



21. Forderung: Differenzierte Ausgestaltung des Zu- und Abschlags via VO erforderlich (für vollständige Potentialnutzung)

Betrifft: Verordnung zu § 33 & § 55 Abs. 7

Begründung: Um einerseits das vorhandene Anwendungspotential der PV-Nutzung vollständig nutzen zu können und andererseits einen effizienten Fördermitteleinsatz zu gewährleisten, ist eine differenzierte Ausgestaltung der Förderungen via Zu- und Abschläge erforderlich, um den unterschiedlichen Investitionskosten gerecht zu werden.

Um neue Technologieentwicklungen voranzutreiben und in die Marktreife zu führen, müssen Innovationen besonders gefördert und Zuschläge beachtet werden. Der vorgesehene pauschale Abschlag (für PV-Anlagen auf einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder einer Fläche im Grünland mit entspr. Widmung) darf nicht zu einem Kahlschlag jeglicher Art von (Frei-)Flächen führen. Auszugsweise sind hier bereits versiegelte Flächen, Militärfelder, Staudämme/Seen, Deponien, Schottergruben oder Gewerbegebiete zu nennen, für die es eine gesonderte Betrachtung braucht, zumal diese auch höhere Investitionskosten mit sich bringen. Freiflächenanlagen können zudem einen wichtigen Beitrag zum Erhalt bzw. der Schaffung wichtiger Lebensräume für Flora und Fauna beitragen, weswegen ein Abschlag pauschal nicht immer gerechtfertigt wäre.

Über einen Abschlag ist ferner erst zu diskutieren, wenn eine gewisse nachteilige Entwicklung entstanden ist, der entgegengewirkt werden möchte.

Auch eine Abstimmung, allein auf die Widmung, ist zu kurz gegriffen, da in einzelnen Bundesländern für gewisse Anlagengrößen keine Sonderwidmung erforderlich ist. Aktuellstes Beispiel im NÖ ROG, in dem 50 kW keine Widmung benötigen.

Genauso wie bei der Investitionsförderung (§ 55 Abs. 7) ein Zuschlag für besonders innovative Projekte sowie gebäudeintegrierte Anlagen vorgesehen ist, ist dies auch im Zuge der Betriebsförderung vorzusehen.

Sowohl im Rahmen der Betriebsförderung als auch bei Investitionszuschüssen sind mittels VO die Kriterien für „besonders innovative Anlagen“ zu spezifizieren sowie die Höhe der Zuschläge der Kategorien festzulegen. So können beispielsweise neuartige Entwicklungen oder auch neue Aspekte wie Regionalität oder besondere technische Anforderungen an die PV-Anlage (Statik Anforderungen), Förderzuschläge erhalten. Damit wird eine marktgerechte Förderstruktur ermöglicht und die notwendige Flexibilität für neue Entwicklungen geschaffen.

Dennoch ist auf einen ausreichenden Planungshorizont für Projektentwickler, Planer und Industrie zu achten! Diese zusätzlichen Förderzuschläge sollen additiv angewendet werden können.

Formulierungsvorschlag für Verordnung

Zu- und Abschläge in der Betriebsförderung:

- (1) Für Photovoltaikanlagen auf einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder einer Fläche im Grünland gemäß § 10 Abs. 1 Z 3 lit. c verringert sich die Höhe des Zuschlagwertes um einen Abschlag von bis zu 10%.*
- (2) Für gebäudeintegrierte und besonders innovative Projekte gemäß § 10 Abs. 1 Z 3 lit. d, erhöht sich der Zuschlagwertes um einen Zuschlag von bis zu 30 %.*

22. Forderung: Bezifferung des Abschlags hat in Verordnung zu erfolgen und sollte maximal 10% betragen

Betrifft: § 33 & § 55 Abs. 7

Begründung: Für PV-Anlagen auf der Fläche ist bei der Betriebsförderung ein Abschlag von 30 % vorgesehen, der mittels VO reguliert werden kann. Die Höhe eines Abschlags ist jedoch



gänzlich aus dem Gesetz zu streichen. Vielmehr ist die Festsetzung der Höhe des Abschlags auf dem VO-Weg zu erlassen (wie ohnehin auch im Gesetz angeführt wird), um den Marktentwicklungen gerecht zu werden und flexibel zu sein. Ein Doppelnennen des Abschlags in zwei Unterlagen führt zu unnötiger Verkomplizierung.

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 %. Die Stromgestehungskosten sind insbesondere aufgrund der in der Regel deutlich höheren Netzanschlusskosten höher, weswegen eine zusätzliche Diskriminierung nicht erforderlich ist. Vor allem in Bezug auf den Höchstpreis für die Ausschreibung würde ein zusätzlicher Abschlag in dieser Höhe die Realisierung von PV-Freiflächenanlagen wesentlich erschweren bzw. gänzlich verhindern.

Eine weitergehende Differenzierung der Freiflächen ist dringend erforderlich (*siehe Punkt 7 und 27*).

23. Forderung: Segmentierung innerhalb der PV-Ausschreibung vorsehen

Betrifft: § 31

Begründung: Die PV ist neben der Biomasse (ausgewählte Anlagen) die einzige Technologie, die sich der wettbewerblich ermittelnden Prämie stellt. Hierzu verlangt es aber auch faire und damit tatsächlich vergleichbare Bedingungen im Wettbewerb um die Prämie.

Um den angestrebten, umfassenden PV-Ausbau und die dafür notwendige breite Akteursvielfalt sicherzustellen, ist entsprechende Chancengleichheit zu schaffen. Mit dem vorliegenden Modell der Ausschreibung werden eindeutig Großanlagen bevorzugt. Kleinere Anlagen können auf Grund höherer Errichtungskosten kaum mithalten. Der Gefahr, dass vor allem in der Ausschreibung wenige sehr große Projekte auf Grund geringer Gestehungskosten einen Großteil der Fördermittel beanspruchen, muss entgegengewirkt werden.

Dementsprechend sind für Anlagen < 500 kW, wie bei der Investitionsförderung für PV-Anlagen (siehe § 55 Abs. 3) ohnehin geplant, **Segmente vorzusehen**, innerhalb derer ausgeglichene Wettbewerbschancen bestehen. Die Auktion der Marktprämie hat daher jeweils innerhalb der jeweiligen Förderklassen B (20-100 kW), C (>100-500 kW) und der Klasse größer 500 kW zu erfolgen.

24. Forderung: Fristsetzung mit Fertigstellungsmeldung anstatt Inbetriebnahme durch Netzbetreiber

Betrifft: § 34 Abs. 1 & § 55 Abs. 9

Begründung: Die Inbetriebnahme der Anlage liegt nicht in der Einflussosphäre des Anlagenbetreibers, sondern hängt allein von der Arbeitsbelastung des Netzbetreibers ab.

Dementsprechend sind Fristen anstatt mit „Datum für die Inbetriebnahme“ mit „Datum der Fertigstellungsmeldung“ zu versehen, um unnötigen Druck aller Beteiligten 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.

Die Fokussierung auf die Fertigstellungsmeldung des Anlagenerrichters hat im Zuge der Sicherheitsleistungen (§ 22) als auch in § 34 Abs. 1 sowie § 55 Abs. 9 zu erfolgen.



25. Forderung: Differenzierte Ausgestaltung der Inbetriebnahmefristen

Betrifft: § 34 Abs. 1

Je nach Anlagengröße ist eine differenzierte Inbetriebnahmefrist vorzusehen.

Inbetriebnahmefrist für PV-Systeme < 1 MW: 12 Monate; Inbetriebnahmefrist für PV-System > 1MW: 24 Monate; Verlängerungen der Inbetriebnahmefrist bei nicht selbstverschuldeten Verzögerungen, sind vorzusehen.

Wechselmöglichkeit (§53)

26. Forderung: Verlängerung der Frist für Wechselmöglichkeit von Tarifförderung

ALT auf Marktprämie NEU notwendig

Betrifft: § 53 Abs. 3

Begründung: Die Anlagenbetreiber haben in der Regel Kreditverbindlichkeiten, welche auf 13 Jahre Einspeisetariflaufzeit ausgelegt sind. Allein über 30.000 PV-Betreiber mit bestehender Tarif-Förderung sind innerhalb kurzer Zeit über die Möglichkeit des Wechsels sowie dessen Ablauf zu informieren. Ein Wechsel ins neue System muss gründlich überlegt werden und wird in der Regel auch Verhandlungen mit den finanzierenden Kreditinstituten erfordern. Auch bedeutet eine derart kurze Übergangsfrist bei der abwickelnden Förderstelle hohe administrative Belastungen. Deswegen sollte die in § 53 Abs. 3 **vorgesehene Frist für die Wechselmöglichkeit auf bis zu 10 Jahre verlängert werden.**

Investitionszuschüsse (§54 – 55)

27. Forderung: Neugestaltung der Anlagenbedingungen

Betrifft: § 55 Abs. 1 (analog zu § 10 Abs. 1 Z. 3 lit a-d NEU)

Begründung: Mit dem vorliegenden Entwurf werden sämtliche Anlagen abseits vom Gebäude (§ 10 Abs. 1 Z. c) über einen Kamm geschert, ohne zu unterscheiden ob es sich um bereits versiegelte Flächen, Militärfächen, Staudämme/Seen, Deponien, Schottergruben oder Gewerbegebiete und dgl. handelt. Damit handelt es sich um keine sachliche und nachvollziehbare Einteilung der Anlagenarten. **Um eine umfangreiche Nutzung des vorhandenen PV-Potenzials, eine treffsichere Förderung über eine vernünftige Basis für Zu- oder Abschläge zu garantieren, neue Technologie voranzutreiben und in die Marktreife zu führen, ist eine gesonderte Betrachtung dringend erforderlich. Dazu folgender Vorschlag für eine Neugestaltung der Anlagenbeschreibungen:**

§ 55 (1) Die Neuerrichtung und Erweiterung einer Photovoltaikanlage kann bis zu 500 kW_{peak} 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 des Gebäudes** 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.



28. Forderung: Klarstellung, dass PV-Anlagen auch größer als 500 kWp förderwürdig sind

Betrifft: § 55 Abs. 1

Begründung: Aus der Bestimmung in Abs. 1 „bis zu 500 kWp Engpassleistung“ geht nicht klar hervor, ob eine Anlage, die größer als 500 kWp ist, grundsätzlich nicht förderwürdig ist oder nur jene Leistung nicht förderwürdig ist, die über die ersten 500 kW hinausgeht.

29. Forderung: Nachrüstung bestehender PV-Anlagen mit Stromspeicher muss förderwürdig sein

Betrifft: Erläuterungen zu § 55 Abs. 2

Begründung: 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 zu einer Verschlechterung der bisherigen Fördersituation führt. Den 100.000 bestehenden PV-Anlagen einen Stromspeicher zu verwehren entspricht nicht dem Gleichheitssatz und verspricht einiges an Unmut! Mit dem Ausschluss bestehender PV-Anlagen bleiben sehr große Flexibilitätskapazitäten ungenutzt weswegen **die Erweiterung von bestehenden PV-Anlagen um einen Stromspeicher ebenso gefördert werden müssen.**

30. Forderung: Speichereinsatz im Gewerbe forcieren und förderbare Kapazität auf 100 kWh erhöhen

Betrifft: § 55 Abs. 2

Begründung: Der vorliegende Entwurf sieht bei Stromspeichern eine Förderung der ersten 50 kWh vor. Auf Grund folgender Ausführungen sind jedenfalls die ersten **100 kWh als förderfähig** anzusehen:

- Speicher mit bis zu 50 kWh Speicherkapazität sind zu klein für den Einsatz im Bereich von gewerblichen Anwendungen. Mit größeren Speichern kann in vielen Fällen der Ausbau des vorgelagerten Netzes vermieden werden. Dies senkt die Kosten im vorgelagerten Netz und gleichzeitig die Energiekosten im Unternehmen.
- Für hohe Ladeleistungen (E-Mobilität) kann ein größerer Speicher ebenfalls die Leistungsspitzen abfedern und verhindert somit einen Ausbau des vorgelagerten Netzes. Aktuelle Ladesysteme im öffentlichen Bereich bedingen Leistungen von 75 bis 150 kW. Die Anschlusswerte betragen 80 kVA bzw. 160 kVA. Dies erfordert damit Speicher mit Leistungen von 150 kWh/80 kW bzw. 300 kWh/160 kW.
- Auch für die in § 75 EAG genannten EEG stellen Stromspeicher eine weitere Eigenversorgungs- und damit Attraktivierungsmöglichkeit dar. Auf eine entsprechende Größe ist zu achten v.a. um effektive Lastverschiebungen und damit angepeilte Netzentlastungen zu ermöglichen.
- Gemäß § 23b ELWOG kann ab 1 MW Engpassleistung Netzreserve bereitgestellt werden. Um Stromspeicher erfolgreich in den Regelenergiemarkt einzubinden sind größere Speicherkapazitäten erforderlich die aber vor allem erst im größeren Maßstab wirtschaftlich sind.
- Je höher die Speicherkapazität ist, umso geringer sind die spezifischen Investitionskosten pro Speicherkapazität (Skaleneffekte werden erzielt).



31. Forderung: Verzicht auf Vorgabe einer mind. Speichergröße im Verhältnis zur PV-Anlage

Betrifft: § 55 Abs. 2

Begründung: Durch die Vorgabe der Mindest-Größe des Stromspeichers (mind. 0,5 kWh/kWp PV-Leistung) werden Kunden ggf. zur Anschaffung von nicht benötigten Speichergrößen gedrängt. V.a. im Gewerbebereich, wo kleinere Speicher für Peak-Shaving ausreichen und größere Stromspeicher oftmals nicht benötigt werden, kommt es durch die Fördervorgabe in einigen Fällen, entgegen einer sinnvollen Berechnung, zu einer Überdimensionierung des Stromspeichers oder zu keiner Realisierung. **Dementsprechend muss die Vorgabe einer Mindestgröße entfallen, auch um den Bedarf an Fördermittel zu reduzieren.**

32. Forderung: Fördermittel von Betriebsförderung der Investitionsförderung zur Verfügung stellen

Betrifft: § 55 Abs. 3

Begründung: Vor allem in den ersten Jahren werden die Zubauziele von 700 MW/a über die Betriebsförderung nicht erreicht werden können, weswegen es wichtiger ist, das kalkulierte Budget der Investitionsförderung zur Verfügung zu stellen. Hinzu kommt, dass das Förderbudget von 60 Mio. Euro für die Investitionsförderung von PV-Anlagen und Stromspeicher ohnehin zu gering angesetzt ist und damit im Vergleich zum Status Quo um lediglich 25 % angehoben werden würde (zum Vergleich stehen aktuell bereits 46 Mio. Euro zur Verfügung; der Zubau daraus resultiert in 150 MW PV-Leistung und 60 MWh Speicherkapazität).

Wahrscheinlicher ist, dass über die Betriebsförderung in den ersten Jahren eine Leistung von rund 590 MW pro Jahr angereizt wird, und Fördermittel für 110 MW ungenutzt bleiben – das entspricht einer Investitionsförderung von 18-22 Mio. Euro. **Da ohnehin eine Umverteilungsmöglichkeit der Fördermittel zwischen den Förderschienen Betriebsförderung und Investitionszuschuss vorgesehen ist (mittels VO), ist diese von Anfang an vorzunehmen.**

33. Forderung: Staffelung der Speicher-Fördersätze notwendig

Betrifft: § 55

Begründung: Um Skaleneffekten gerecht zu werden, sind im Zuge der VO Fördersätze je nach Speichergröße gestaffelt vorzusehen, wobei nur die vollen kWh gefördert werden. Der Fördersatz je kWh nimmt mit zunehmender Speichergröße ab.

34. Forderung: Fixer Budgetanteil für PV-Projekte ist vorzusehen

Betrifft: § 55 Abs. 3

Begründung: Um bei beschränkten Fördermitteln einen steigenden Ausbau der PV zu schaffen, sind die vorgesehenen Fördermittel für Investitionszuschüsse auf PV- und Speicherprojekte aufzuteilen. Ansonsten läuft man Gefahr, dass Speicherprojekte übermäßig viel Fördermittel beanspruchen. Eine „Kann-Bestimmung“ im Gesetz sowie eine „Muss-Bestimmung“ in der VO ist vorzusehen. **Dabei ist die aktuelle Aufteilung im Zuge der OeMAG-Investförderung fortzusetzen: 70 % für PV-Projekte und 30 % für Speicherprojekte.**



35. Forderung: Fixe Fördersätze notwendig, um Planungssicherheit zu schaffen und Bürokratie sowie Verunsicherung zu verhindern

Betrifft: § 55 Abs. 6

Begründung: Gerade das Segment der PV-Anlagen bis 500 kW stellt den Schwerpunkt des 1 Mio. Dächerprogramms dar, welches durch die breitenwirksame und umfangreiche Beteiligungsmöglichkeit einen wichtigen Hebel, vor allem im Bereich der Akzeptanz, darstellt. Dementsprechend verlangt dieses Segment besonderes Augenmerk. Die Einarbeitungszeiten sind möglichst gering und die Beteiligungsmöglichkeiten möglichst hoch zu halten. **Oberste Priorität muss daher die klare, verständliche, planbare und einfach handhabbare Gestaltung des Fördersystems sowie der Fördersätze haben.** Warum von dem gut gelungenen und bestehenden Fördersystem mit fixen und entsprechend einfach kommunizierbaren Fördersätzen abgegangen wird, ist unerklärlich. Besonders Kleinanlagen benötigen auf Grund ihrer Bedeutung hinsichtlich Akzeptanz und kleinteiliger Umsetzung eine besondere Zuwendung.

Es wird dringend davon abgeraten, Förderanträge nach deren Förderbedarf zu reihen. Folgende Gründe sprechen eindeutig für eine Beibehaltung des bestehenden Fördersystems mit fixen Fördersätzen:

- Die vorgesehene Reihung der Förderanträge im Förderbudget, nach benötigtem Investitionszuschuss, gleicht einer „Auktion“ des Investitionszuschusses, wodurch der Förderwerber zu niedrigen Investitionskosten und möglicherweise mangelnder Qualität oder Nichtnutzung der vorhandenen Dachflächen "gedrängt" wird (mit dem Ziel möglichst hohen Eigenverbrauch bei möglichst geringen Investkosten zu erzielen).
- Der Aufwand in der Kommunikation, Beratung und der Betreuung durch den Anlagenerrichter sowie der Förderstelle steigt; es entstehen verlängerte Wartezeiten, verzögerte Umsetzungszeiten und gesteigerter Abwicklungsaufwand bei „falschem“ Gebot und neuerlicher Einreichung.
- Projekte in dieser Förderschiene (bis 500 kW) werden vor allem von Privatpersonen sowie KMUs umgesetzt. Vor allem in diesem Anlagensegment liegt viel zu wenig Kenntnis über die Wahl des „richtigen“ Investitionszuschusses und der Wirtschaftlichkeit inkl. dessen Einflusskriterien vor. Die Gefahr von Anschuldigungen durch falsche Beratung ist sehr hoch bzw. wird das Risiko einer geringen Realisierungsquote eingegangen.
- Die „Auktion“ des Investitionszuschusses hat Züge des Glücksspiels und im Ausbau der Erneuerbaren Energien nichts verloren. Es schadet der Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung, zumal der Effizienzgewinn daraus als sehr gering eingeschätzt wird. Eine „Trial-and-Error“ Mentalität hat in einer ernst gemeinten Energiewende nichts verloren.
- Ein Gebotssystem verlockt dazu, dass durch ein niedriges Gebot ein Zuschlag erwirkt wird und damit an der Ausführungsqualität gespart wird.

36. Forderung: Förderung muss kontinuierlich zur Verfügung stehen

Betrifft: § 55 Abs. 5

Begründung: Der vorliegende Entwurf sieht zumindest 3 Fördercalls pro Jahr vor. Die Ausgestaltung des Fördersystems muss so erfolgen, dass eine Verfügbarkeit von Fördermitteln und damit die Umsetzbarkeit der Projekte über das ganze Jahr sichergestellt ist. Daher ist das Förderbudget über das Jahr gleichmäßig verteilt und garantiert zur Verfügung zu stellen. Dadurch erhalten Gewerbe und Kunden die Gewissheit und Garantie, auch zu späteren Zeitpunkten im Förderjahr noch eine Förderung für die Errichtung einer Anlage zu



erhalten. Dementsprechend sind **4 Fördercalls mit fixiertem Budget pro Förderkategorie (1/4 des Jahresbudgets)** vorzusehen. Im Optimum gehen die Fördercalls ineinander über. Die in § 55 Abs. 8 vorgesehene Vorgehensweise bei verbleibenden Fördermitteln wird vollkommen unterstützt.

Aufbringung der Fördermittel (§§ 69 – 71)

37. Forderung: Stromspeicher sind von der Entrichtung des Erneuerbaren-Förderbeitrags sowie der Erneuerbaren-Förderpauschale auszunehmen (wie Pumpspeicherkraftwerke)

Betrifft: § 69 Abs. 1 & § 71 Abs. 1

Begründung: Neben Pumpspeicherkraftwerken sind auch Stromspeicher von der Entrichtung des Erneuerbaren-Förderbeitrags sowie der Erneuerbaren-Förderpauschale auszunehmen, um damit Technologieneutralität zu wahren, v.a. im Fall von Gemeinschaftsspeicher oder Speicher ohne direkten Anschluss an Versorger (zur Netzstützung).

Die Ausweitung auf Stromspeicher ist vor allem in Hinblick auf den gewünschten Erfolg von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften von Bedeutung.

Erneuerbare Energiegemeinschaften (§§ 74 -77)

38. Forderung: Eigentumserfordernisse dürfen nicht ausschlaggebend für die Teilnahme an EEG sein

Betrifft: §§ 74

Begründung: Die Finanzierung über Contracting-Modelle erfreut sich zunehmender Beliebtheit und Wichtigkeit zur Umsetzung von EE-Projekten. Vor allem in der aktuell wirtschaftlich fordernden Zeit ist darauf zu achten, dass auch Contracting-Anlagen Teil der Energiegemeinschaft sein können.

Dementsprechend muss das Eigentumserfordernis entfallen und stattdessen darauf geachtet werden, dass auch Gesellschafter oder Dritte Eigentümer der Erzeugungsanlage einer EEG sein können (siehe Betreiberfordernis § 16a EIWOG). Die Funktion des Betreibers ist als eigenständiges Mitglied einer EEG vorzusehen.

39. Forderung: Zulassen einer offenen Teilnahme inklusive Großunternehmen

Betrifft: § 74 Abs. 2

Begründung: Der Ausschluss von Großunternehmen, Energielieferanten sowie Privatunternehmen mit gewerblicher oder beruflicher Haupttätigkeit (Abs. 2) steht der "offenen Teilnahme" entgegen und wird auch nur bis zu einem gewissen Rahmen in der EU-RL gefordert (EEG in Art 22 Abs. 1 der Erneuerbare Energien-RL (EU) 2018/2001, wonach „die Beteiligung im Fall von Privatunternehmen nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit“ sein darf). In den Erläuterungen zu § 74 Abs. 2 wird jedoch eine noch strengere Auslegung dieser EU-RL-Forderung beschrieben. Es heißt hier (S 16), dass „Versorger oder Lieferanten im Sinne des EIWOG 2010 oder Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind“ von der Teilnahme an einer EEG ausgeschlossen sind. Dies widerspricht den im Gesetz angeführten Regelungen, aus denen sich nicht ableiten lässt, dass Teilnehmer der EEG überhaupt nicht im Bereich der Elektrizitätswirtschaft tätig sein dürfen. **Auch jene Unternehmen, die in der Elektrizitätswirtschaft tätig sind, müssen sich beteiligen können (bringen viel Know-**



How für Umsetzung mit) da diese oftmals lokal sehr gut vernetzt, angesehen und damit ein entsprechend wichtiger Player sind.

40. Forderung: Teilnahmemöglichkeit von juristischen Personen öffentlichen Rechts an EEG ermöglichen

Betrifft: § 74 Abs. 4

Begründung: Die vorliegende Definition ist unklar. Jedenfalls sollten juristische Personen öffentlichen Rechts die Möglichkeiten gegeben werden an EEG teilzunehmen, da diese über einen entsprechenden Gebäudebestand,- inkl. Nutzung verfügen, der sehr gut in eine EEG passen würden.

41. Forderung: Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage muss Teil einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft sein können

Betrifft: ELWOG § 16a und EAG § 75

Begründung: Eine Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage nach § 16a ELWOG muss auf unkomplizierte Art und Weise Teil der EEG werden/sein können. **Vor allem für bestehende Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen ist diese Möglichkeit zu schaffen, zumal diesen Vorreitern nun die Teilnahme an der nächstgrößeren Gemeinschaftsanlage nicht verwehrt werden darf.**

42. Forderung: Keine Beschränkung auf das Konzessionsgebiet eines Netzbetreibers

Betrifft: § 75 Abs. 1

Begründung: Diese "künstlichen" Beschränkung von EEG auf nur einen Netzbetreiber darf nicht gesetzlich verankert werden, da dies in der Praxis keine sachliche Argumentation zu Grunde liegen hat. Auch droht EEG so eine Umsetzungshürde.

43. Forderung: EEGs muss der Zugang zu anderen Fördermöglichkeiten offenstehen

Betrifft: § 75 Abs. 2

Begründung: Die derzeit gesetzlich vorgesehen Beschränkung der EEGs auf die Investitionsförderung ist nicht erklärbar. Gerade EEGs können durch die Ausschreibung eine noch breitere Anwendung finden und durch die Auszahlung der Marktprämie über 20 Jahre hinweg bietet diese eine zusätzliche Sicherheit für Betreiber und Banken. Daher muss die **Möglichkeit der Betriebsförderung sowie über das EAG hinaus gehende Förderungen (bspw. Klimafonds, Landesförderung, Gemeindeförderung) nutzbar sein.** Um den bürokratischen Mehraufwand abzudecken sind weiters höhere Fördersätze im Zuge des EAG anzustreben oder eine Zusatzförderung anzubieten.

Jedenfalls ist auch darauf zu achten, dass **die Leistungen der Anlagen in einer EEG im Fördersystem weiterhin als Einzel-Anlage gesehen** werden und die Leistungen nicht addiert werden und deswegen Förderbeschränkungen erreichen.

44. Forderung: Bestehende Einspeise-ZP sollen nicht verpflichtend in das Eigentum der EEG übergehen

Betrifft: Erläuterungen § 75

Begründung: Den Erläuterungen ist zu entnehmen, dass jede Erzeugungsanlage in der EEG einen Netzzugangsvertrag zwischen Netzbetreiber und EEG hat, anstelle des Eigentümers. **Unklar ist, wieviel Verständnis die Anlagenbetreiber aufbringen, um deren Einspeise-**



Zählpunkt an die Gemeinschaft zu übergeben. Verwunderlich ist auch, dass die Trennung des Einspeisezählers vom Bezugszählers möglich ist. Genau das war bisher immer ein Problem bei Contracting-Anlagen, wo externe Betreiber den Einspeise-ZP nutzen wollten.

45. Forderung: Rechtsanspruch gegenüber Netzbetreiber zur online Transparenz über Lage und Einteilung ihres Verteilnetzes

Betrifft: § 76 Abs. 1

Begründung: Der Rechtsanspruch gegenüber dem Netzbetreiber zur Auskunft über das Verteilnetz muss in Zukunft einfach und digital durchgeführt und einsehbar werden. Ein unbürokratischer und rascher Zugriff auf die Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen in den einzelnen Netzebenen, ist für die Gründung und die Erweiterung der EEG entscheidend und besonders erforderlich.

46. Forderung: Einfache Erstellung und Handhabung des Gründungsdokuments und Digitalisierung der Dokumentenerfassung

Betrifft: § 76 Abs. 2

Begründung: Die Digitalisierung der Dokumentenerfassung soll zur Entbürokratisierung und Nivellierung der Eintrittsbarriere beitragen. **Die Erstellung des Gründungsdokuments darf nicht zu umfangreich und in der Praxis unverhältnismäßig aufwendig sein. Vor allem muss verhindert werden, dass bei kleinen Änderungen (wie Anteilsänderungen) das Gründungsdokument aufwändig überarbeitet und hinterlegt werden muss.** Es sollen so wenig regulatorische Beschränkungen wie möglich geschaffen werden. Punkt 1, 3 und 4 spielen für die Gründung keine zwingende Rolle und sind erst bei der tatsächlichen „Anmeldung“ von Bedeutung. Die Anlehnung an das bereits bestehende Mieterstrommodell ist für die erfolgreiche Etablierung von EEG zu kurz gegriffen und lässt mögliche neue und innovative Betriebsmodelle nur eingeschränkt zu.

47. Forderung: Zwingende Übergangsregelung bzw. exakte Festlegung des Installationszeitraums für Smart-Meter

Betrifft: § 77 Abs. 1

Begründung: Für die notwendige Nachrüstung und Installation eines intelligenten Messgeräts muss dem Netzbetreiber eine Frist von max. 4 Wochen vorgegeben werden. Ansonsten schließt der hinkende Smart Meter Rollout der Netzbetreiber die Umsetzung der EEG aus.

48. Forderung: Die Kosteneinhebung durch den Netzbetreiber darf nicht zur Unwirtschaftlichkeit der EEG führen

Betrifft: Allgemein EEGs, Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018

Begründung: Die Kosten für den Betrieb der EEGs, die mit der Systemnutzungsentgelte-Verordnung vorgesehen und anpassbar sind, dürfen nicht zu einer Unwirtschaftlichkeit der gesamten EEG führen. Aktuell stellen diese Kosten bei Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen nach § 16a EIWOG zusätzlichen Hürden dar.

49. Forderung: Ermöglichung der Umsetzung von ortsungebundener Eigenerzeugung

Betrifft: Allgemein

Begründung: Die ortsungebundene Eigenerzeugung (selbstproduzierter EE-Strom wird vom Erzeuger an einem anderen Ort, als der Produktion, genutzt) muss rechtlich



ermöglicht und auch begünstigt werden, indem Netznutzungsentgelte reduziert werden.

Herkunftsnachweise (§§ 79 – 81)

50. **Forderung: Automatischer Eintrag bestehender und neuer Anlagen in HKN-Datenbank erforderlich**

Betrifft: § 79 Abs. 2

Info: Alle zukünftigen und bestehenden Anlagen (> 0,8 kW) müssen sich in der HKN-Datenbank registrieren. Auch der Eigenversorgungsanteil ist zu messen: Für Anlagen > 100 kW mittels intelligenten Messgeräts. Darunter wird der EV rechnerisch ermittelt.

Bestehende Anlagen sind innerhalb von 3 Monaten in die Datenbank einzutragen und innerhalb von 6 Monaten mit einem intelligenten Messgerät auszustatten. Zählerstände sind vom Betreiber bzw. einem beauftragten Dienstleister jährlich zu übertragen.

Begründung: Die vorgesehene Übergangsfrist von 3 Monaten zur Registrierung bestehender Anlagen in der HKN-Datenbank ist in Anbetracht der Vielzahl an Anlagenbetreibern eindeutig zu kurz (über 120.000 PV-Anlagen sind in Betrieb). Wie erfolgt die Kommunikation zu den Betreibern, wie die spätere Eintragung durch den Nutzer? Hoher Beratungsaufwand bei den Anlagenerrichtern und den Betreibern der HKN-Datenbank wird befürchtet. Beachtet werden muss auch die Erarbeitungszeit für eine endkundenfreundliche Datenbank.

Jedenfalls sind bestehende Anlagen 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.

51. **Forderung: Zwingende Übergangsregelung bzw. exakte Festlegung des Installationszeitraums für Smart-Meter erforderlich**

Betrifft: § 79 Abs. 2

Begründung: Für die notwendige Nachrüstung und Installation eines intelligenten Messgeräts muss für den Energieversorger eine Frist von max. 4 Wochen festgelegt werden bzw. die Zulassung alternativer Messgeräte verankert werden. Der Einsatz des Smart-Meters ist nicht im Einflussbereich des Anlagenbetreibers. Die Smart-Meter Roll-out-Pläne der Netzbetreiber stehen bereits lange fest, einzelne Austausche werden keine große Freude bereiten. Hier braucht es Übergangfristen bzw. andere Regelungen.

Monitoring (§§ 86 – 89)

52. **Forderung: EAG-Monitoringbericht muss quartalsweise erfolgen**

Betrifft: § 86 Abs. 2

Begründung: **Der Bericht über den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist quartalsweise (anstatt jährlich) vorzulegen, um eine engmaschige Kontrolle des Zubaus zu haben und entsprechend auch rasch steuernd eingreifen zu können, Maßnahmen zu setzen und deren Funktion zu evaluieren. In Deutschland wird der Zubau monatlich veröffentlicht. Der vorgesehene jährliche Abstand, mit einer Darstellung 6 Monate nach Jahresende, lässt**



viel Zeit ungenutzt verstreichen. Bis darauf aufbauend Adaptierungen erfolgen und greifen vergehen weitere Jahre. Jedenfalls haben, wie ohnehin bereits vorgesehen, die Auswertungen auf Ebene der Bundesländer zu erfolgen, da ein Großteil der steuernden Gesetze auf Landesebene gestaltet werden. Die quartalsweise Analyse der Zubauzahlen ist hierzu ein unerlässliches Instrument zur Bewertung der PV-Freundlichkeit der Landesgesetze.

In die Evaluierung des Gesetzes sollen jedenfalls auch die VertreterInnen der Erneuerbaren Verbände eingebunden werden, um Input aus der Praxis und der betreffenden Branche zu liefern und Informationen zu erhalten.

Sonstige Bestimmungen

53. Forderung: Nicht marktkonformes Angebot ist als Absage zu werten

Betrifft: § 93 Abs. 1

Begründung: Betreiber, die nachweisen können, dass drei Stromhändler einen Abnahmevertrag abgelehnt haben und Anlagen <500 kW können einem Stromhändler zugewiesen werden, der den Strom zum Referenzmarktwert abnimmt. **Jedenfalls ergänzt werden muss, dass neben der Absage von drei Stromhändlern auch ein nicht marktkonformes Angebot eine Absage für den Betreiber darstellt.** Andernfalls wäre der Betreiber genötigt, zu unzumutbaren Preisen zu verkaufen.

54. Forderung: Abnahme zum Marktpreis erforderlich

Betrifft: § 93 Abs. 5

Begründung: Ein zugewiesener Stromhändler hat den Abnahmevertrag zum Marktpreis nach § 41 Ökostromgesetz 2012 abzuschließen, der durchaus höher sein kann als die durchschnittliche PV-Vermarktungsvergütung (Referenzmarktwert). **Hier ist die bestehende Abnahmepaxis der OeMAG zum Marktpreis fortzusetzen.** Der Betreiber erhält damit bessere Erlöse für seinen Strom; dem Stromhändler selbst entstehen keine zusätzlichen Kosten.

55. Forderung: Vertragsdauer von 3 Jahren für Planungssicherheit notwendig

Betrifft: § 93 Abs. 6

Begründung: Warum regelt das EAG die Laufzeit für den Abnahmevertrag sowie etwaige Verlängerungsmöglichkeiten? Der Vertrag berührt das EAG in keiner Weise, weswegen von weiteren Vorgaben Abstand zu nehmen ist. Zumal die Beschränkung auf ein Jahr besonders für kleinere Betreiber, die sich rechtzeitig um Vertragsverlängerung bzw. Neu-Abnehmer kümmern müssen, sehr aufwändig ist. **Dementsprechend ist vorzusehen, dass der Abnahmevertrag auf drei Jahre abgeschlossen werden kann.**

ELWOG (Änderungen des EIWOG 2010)

56. Forderung: Begriffsdefinition des Stromspeichers erforderlich

Betrifft: EIWOG § 7

Der Begriff „Stromspeicher“ ist grundsätzlich zu definieren, sodass die Definition eine Grundlage für die regulatorische und entgeltliche Betrachtung bietet. Das Clean Energy Package sieht die Möglichkeit vor, Stromspeicher zu definieren. Dementsprechend ist die Definition gemäß Artikel 2 Z 60 der EU-Richtlinie 2019 (944) in das ELWOG aufzunehmen.



57. **Forderung: Anforderungen an BEG müssen analog zu EEG vereinfacht werden**

Betrifft: EIWOG § 16b

Begründung: Wie bereits bei EEG angeführt, gilt es das neue Konzept der BEG gut handhabbar, transparent und nutzerfreundlich umzusetzen und keine Hürden für die breite Implementierung zu schaffen.

58. **Forderung: BEG muss der Zugang zu anderen Fördermöglichkeiten ggf. der Betriebsförderung möglich sein**

Betrifft: EIWOG § 16b

Begründung: Es ist sicherzustellen, dass BEG, wie alle anderen EE-Projekte auch, Zugang zu Förderungen haben.

59. **Begriffsverwendung: Maximalkapazität anstatt Engpassleistung**

Betrifft: EIWOG § 17a Abs 1, EIWOG § 17a Abs. 6, § 23a Abs. 1, § 23b Abs. 1 Z 1-4 und § 54 Abs. 3

Das Wort „Engpassleistung“ ist durch das Wort „Maximalkapazität“ gemäß Verordnung (EU) 2016/631 auszutauschen. Der Begriff „Engpassleistung“ ist im EIWOG nicht definiert. Hier müsste auf die Definition wie sie im ÖSG 2012 oder EAG definiert ist, zurückgegriffen werden. Dort wird die Engpassleistung bei PV-Anlagen als Modulspitzenleistung (kW_{peak}) definiert. Dies ist im Sinne eines Förderhintergrundes so gewollt. **Dort aber, wo auf das Netz und den Netzbetrieb referenziert wird, muss der Begriff „Maximalkapazität“ gemäß RfG-VO verwenden werden.**

Im Begriff Maximalkapazität werden auslegungs-, regelungs- oder softwaretechnische Leistungsbegrenzungen berücksichtigt und dieser beschreibt somit die netzwirksame Anlagenleistung. Jene Anlagenbetreiber, die netzdienliche Maßnahmen setzen, wie die Eigenverbrauchsnutzung, die Einbindung eines Stromspeichers, oder andere auslegungs-, regelungs- oder softwaretechnische Leistungsbegrenzungen sollen nicht mit Kosten für Netzzutritt, Datenübermittlung, Erzeugungseinbußen etc. anhand der Modulspitzenleistung belastet werden.

60. **Forderung: Vereinfachter Netzzutritt und Netzzugang für bestehende Bezugsleistung**

Betrifft: EIWOG § 17a Abs. 1 und 6

Begründung: **PV-Anlagen deren Maximalkapazität niedriger oder gleich der bestehenden Bezugs-Anschlussleistung des Gebäudes ist sowie jedenfalls PV-Anlagen bis einschließlich 20 kW, sollen das Recht auf einen vereinfachten Netzzugang laut § 17a Abs. 1 haben. Die jeweils höhere Maximalkapazität ist für den vereinfachten Netzzugang gültig. Für Anlagen, die einen vereinfachten Netzzugang laut § 17a Abs. 1 erhalten, sollen keine zusätzliche Netzzutrittskosten (weder aufwandsorientierte noch pauschaliert) jeglicher Art anfallen.**

Diese Anlagen werden an ein bereits bestehendes Netz, an einen bereits bestehenden Netzanschlusspunkt angebunden. Dadurch entstehen deutlich geringere Kosten auf Seiten des Netzbetreibers. Zusätzlich sorgen spannungsgeführte Regelungen zu keinen unzulässigen Spannungserhöhungen im bestehenden Netz. Eine Erleichterung wird damit für PV-Projekte auf bestehenden Gebäuden geschaffen, was dem Gedanken des 1 Mio. Dächerprogramms entspricht.



61. **Forderung: Transparenz bei nicht ausreichenden Kapazitäten**

Betrifft: EIWOG § 20 Abs. 1 und 2

§ 20 Abs. 1 Die Netzbetreiber haben verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) und Transformatorstation (Netzebene 6) zu veröffentlichen und laufend – spätestens alle 10 Werktage – zu aktualisieren.

Als gebucht gelten Kapazitäten, wenn ein Netzzutrittsantrag eingebracht wurde und, sofern Netzbetreiber dies verlangen, eine Anzahlung (Reugeld) von höchstens 10% auf das (voraussichtliche) Netzzutrittsentgelt geleistet wurde. Netzbetreiber können in ihren Allgemeinen Bedingungen gemäß § 17 den Verlust von gebuchten Kapazitäten im Falle der Nichtinanspruchnahme innerhalb angemessener Frist vorsehen, wobei die geleistete Anzahlung verfällt, sofern der Netznutzungsberechtigte nicht glaubhaft macht, dass die Ursachen für die Nichtinanspruchnahme außerhalb seines Einflussbereich liegen. Anzahlungen, die auf Grund dieser Bestimmung verfallen, fließen dem im Rahmen der EAG-Förderabwicklungsstelle eingerichteten Fördermittelkonto gemäß § 72 EAG zu.

Ausgenommen vom Reugeld sind Anlagen deren Netzanschlusspunkt auf den Netzebenen 7, 6 und einschließlich 5 liegen.

Begründung: Da es sich bei diesen Anlagen meist um dezentrale Aufdach-PV-Anlagen handelt, die im Fokus des 1 Mio. Dächerprogramms stehen und dementsprechend forciert werden sollen, dürfen diese Anlagen nicht mit weiteren bürokratischen und finanziellen Hürden belasten werden.

62. **Reservierung der Netzkapazitäten durch Anzahlung**

Betrifft: EIWOG § 20 Abs. 2

Die Reihung der Netzanschlussbegehren anhand des Zeitpunkts der Antragstellung an den Netzbetreiber inkl. Reservierung ist zu begrüßen ist jedoch für eine erfolgreiche PV-Ausbau wie folgt anzupassen:

§ 20 Abs. 2: Die Inanspruchnahme der gebuchten Kapazitäten erfolgt durch die Unterzeichnung des Netzzugangsvertrags, und hat innerhalb von 12 Monaten ab Anzahlung des Netzzutrittsentgelts zu erfolgen. In diesem Zeitraum ist die Kapazität für den Netznutzungsberechtigten reserviert. Jedenfalls erforderlich für die Gewährung des Netzzutritts ist die Bestätigung des Grundbesitzers und die Widmungsabsicht der Gemeinde. Erhält das Projekt keine Genehmigung, erhält der Antragsteller die Anzahlung zurück. Eine Fristverlängerung um 6 Monate ist möglich, wenn vorgelegt werden kann, dass kein Selbstverschulden vorliegt.

Begründung: Mit der Anzahlung sowie dem Vorlegen der Bestätigung des Grundstückbesitzers sowie der Widmungsabsicht der Gemeinde wird die Ernsthaftigkeit des Netzansuchens belegt und dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit gegeben, für die reservierten Kapazitäten, innerhalb der vorgegebenen Frist, die erforderlichen Genehmigungen einzuholen. Verstreicht die Frist selbstverschuldet, verliert der Antragsteller seine Anzahlung; andernfalls erhält er seine Anzahlung retour.

Die PV benötigt dieses Prozedere, um rechtzeitig Gewissheit über die gebuchten Netzkapazitäten zu haben und damit Gewissheit über die Umsetzbarkeit des Projekts an sich.

Andernfalls würden Anlagenbetreiber ohne jeglichen Rückhalt Projekte ins Blaue hinein planen, Genehmigungen einholen und die Arbeit von mehreren Jahren könnte schlagartig – durch fehlende Netzkapazitäten (Mitbewerb beansprucht Netzkapazität) –



hinfällig werden. Weiters wird sichergestellt, dass Netzkapazitäten nicht unnötigerweise langfristig blockiert werden.

Eine Reservierungsfrist von 12 Monaten (ehe der Netzzugangsvertrag unterzeichnet wird) schafft eine handhabbare, aber dennoch überschaubare Dauer, nach derer Netzkapazitäten bei nicht Inanspruchnahme, neuen Projekte wieder zur Verfügung gestellt werden können.

Dementsprechend ist für PV-Projekte diese Abfolge rund um dem Netzzugangsvertrag vorzusehen, um eine effiziente Vergabe der Netzkapazitäten zu erreichen.

§ 20 Abs. 3: *Liegen die erforderliche Netzkapazität nicht vor, ist eine Teilnahme an Ausschreibungen vorzusehen, wobei die Reihung bei der Netzkapazität anhand des Zeitpunktes der Antragstellung bei der EAG Förderstelle erfolgt. Erst mit Netzverfügbarkeit beginnt die Errichtungsfrist.*

63. Forderung: Betrieb von Stromspeichern für Netzbetreiber ermöglicht

Betrifft: EIWOG § 22a Abs. 1

Begründung: Vorgesehen ist, dass Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber Eigentümer sowie Verwalter und Betreiber von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas sein können. Die Fokussierung ausschließlich auf Wasserstoff ist zu kurz gegriffen. Hier braucht es Technologieoffenheit, da es technisch nicht nachvollziehbar ist, warum ausschließlich auf eine Speichertechnologie mit bekanntlich schlechtem Wirkungsgrad abgestellt wird. Im Sinne der Energieeffizienz sollte die effizienteste Technologie gewählt werden, die die vorliegenden Aufgaben am besten abdecken kann. **Dementsprechend sind jegliche Stromspeicher für Netzbetreiber zugänglich zu machen und der vorliegende § 22a ELWOG technologieoffen zu gestalten.**

Auch die Elektrizitätsbinnenmarkt Richtlinie 2019/944 berechtigt Netzbetreiber, laut Art. 36 Abs. 2 und Art. 54 Abs. 2, zur Errichtung, Verwaltung und Betrieb von Stromspeichern, insofern diese integrierte Netzkomponenten darstellen und dies von der Regulierungsbehörde genehmigt wurde. Diese Vorgabe ist jedenfalls in nationales Recht überzuführen.

64. Forderung: Unbedingtes Recht auf Netzanschluss muss im EIWOG bestehen bleiben

Betrifft: EIWOG § 46 Abs. 2 und 3

Begründung: Der Netzanschluss an sich ist einer der entscheidendsten Parameter, um den Ausbau der Erneuerbaren in angestrebter Zeit umsetzen zu können. Der bedarfsgerechte Ausbau ist daher von höchster Priorität.

Absatz 2 sieht die allgemeine Anschlusspflicht vor, auch wenn das Verteilernetz nicht über die ausreichende Kapazität verfügt. Diesem Absatz wird jedoch mit Absatz 3 sofort widersprochen, denn Absatz 3 legt fest, dass diese Anschlusspflicht entfällt, falls zulässige technische Werte überschritten werden. **Hier braucht es eine Klarstellung zugunsten des Absatz 2 der allgemeinen Anschlusspflicht, auch wenn die dazu benötigten Netzkapazitäten noch nicht zur Verfügung stehen.**

Um die Ausbauziele fristgerecht zu erreichen, müssen neben dem oben angeführten Weiterführen der Anschlusspflicht, **diese mit einer Frist von längstens 5 Jahren nach Einbringen des Netzanschlussbegehrens festgesetzt werden**, andernfalls gilt eine Schadenersatzpflicht. Die Netzausbauarbeiten haben dementsprechend umgehend zu erfolgen.



65. Forderung: Ortstarif auch für gemeinschaftlich genutzte Speichern vorsehen

Betrifft: ELWOG § 52 Abs. 2a

Begründung: Genauso wie für gemeinschaftlich erzeugten erneuerbaren Strom das Netznutzungsentgelt (§ 52) ein reduzierter Ortstarif vorgesehen ist, ist für den Bezug aus einem gemeinschaftlichen Speichersystem der Ortstarif festzulegen.

66. Forderung: Ortstarif auch für BEG (auf NE 7-5) und „EEG light“ vorsehen

Betrifft: ELWOG § 52 Abs. 2a

Begründung: Während für EEG je nach Nutzung der NE reduzierte Netzgebühren vorgesehen sind, sind für BEG ebenfalls auf NE 7 bis 5, keine Reduktion der Netzgebühren geplant. Hier ist den EEG nachzuziehen und entsprechend reduzierte Netzgebühren festzulegen.

67. Forderung: Pauschalisiertes Netzzutrittsentgelt notwendig, aber erst ab 1 MW gerechtfertigt

Betrifft: ELWOG § 54 Abs. 2 und 3

Begründung: Der Vorschlag eines pauschalen Netzanschlussentgelts wird unterstützt, bedarf aber noch weiterer Detaillierungen, da es ansonsten zu zusätzlichen Belastungen in Form von neuen Netznutzungsentgelten und pauschalen Anschlussentgelten kommt und damit zu einer Schlechterstellung zum Status Quo:

- Projekte in dieser Größe bewirken im überwiegenden Ausmaß nur sehr geringe Auswirkungen auf das vorgelagerte Stromnetz, können an bestehende Trafos angeschlossen werden und verursachen somit kaum Kosten. Aber gerade dadurch ermöglichen sie eine breite Bürger- und Unternehmensbeteiligung an der Energiewende
- Hinzu kommt, dass Eigenverbrauchsanlagen das Stromnetz kaum belasten – im Gegenteil sogar entlasten, da der Strombedarf vor Ort gedeckt wird und Netzkapazitäten frei werden. Eigenverbrauchsanlagen ermöglichen neben einem effizienten Stromnetzbetrieb auch einen effizienten Fördermitteleinsatz.
- **Anlagen ab 1 MW sind auf Grund ihrer Größe wirtschaftlich eher in der Lage gewisse Netzkosten zu tragen, als kleinere Anlagen.** Mit der Ausnahme von Pauschalen für Anlagen von Leistungen unter 1 MW kann sichergestellt werden, dass die Wirtschaftlichkeit kleiner Anlagen nicht gefährdet wird und somit der weitere Ausbau der Photovoltaik sichergestellt werden kann.

Forderung: Pauschalsatz von max. 30 Euro/kWp, österreichweit für Anlagen ab 1 MW). Die darüber hinaus gehenden Kosten sind vom Netzbetreiber zu finanzieren

Betrifft: ELWOG § 54 Abs. 2 und 3

Begründung: Beteiligung mittels Pauschale an Stromnetzkosten von PV-Volleinspeiseanlagen erst ab einer Leistung von 1 MW. Ansonsten ist die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage stark gefährdet und der angestrebte Ausbaupfad der Photovoltaik nicht haltbar. Der Pauschalbetrag von 30 Euro/kWp ist an den Projektkosten von Megawattanlagen und an die pauschalen Netzzutrittskosten, welche bereits in der Windkraftbranche üblich sind, angelehnt und verursacht in diesem Größensegment zusätzliche 5 % Investkosten. Umgelegt auf die erzeugte Kilowattstunde verursacht die Pauschale damit, über eine Dauer von z.B. 20 Jahren, ohnehin zusätzliche Produktionskosten von 2 Euro/MWh, die aber aus Betreibersicht akzeptierbar sind, um einen Planungssicherheit und eine gemeinsame Kostentragung für alle beteiligten sicherzustellen.

Forderung: Einzelfallbewertung für PV-Volleinspeiser ab 10 MW notwendig, mit Begrenzung der max. Pauschale bei 50.000 Euro/MWp.

Forderung: Projektentwickler tragen die verursachergerechten und angemessenen Kosten für den unmittelbaren Netzanschluss die durch den Netzbetreiber transparent vorzulegen sind.

68. Hinweis: Falsch gewählter Begriff

Betrifft: ELWOG § 54 Abs. 3

Begründung: Für den Anschluss von Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung bis 100 kW ist ein pauschales Netzzutrittsentgelt zu verrechnen. Hier sollte der Begriff Netzzutrittsentgelt (anstatt Anschlussentgelt) einheitlich verwendet werden.

69. Forderung: Technologieneutrale Befreiung von Stromspeicher bei Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten erforderlich

Betrifft: EIWOG § 58

Begründung: Während für Pumpspeicher eine Befreiung von Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten vorgesehen ist, fehlt diese für Stromspeicher. Die Befreiung von Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten ist jedoch technologieneutral zu sehen, und jedenfalls auch für Gemeinschaftsspeicher sowie Speicher ohne direkten Anschluss an Versorger (zur Netzstützung) vorzusehen.