

E-Control Austria  
Rudolfsplatz 13a  
1010, Wien  
Per E-Mail an: [marktregeln-strom@e-control.at](mailto:marktregeln-strom@e-control.at)

Kontakt  
DI Ursula Tauschek

DW  
223

Unser Zeichen    Ihr Zeichen  
TA/CF – 04/2025

Datum  
08.04.2025

## **Stellungnahme von Oesterreichs Energie zur E-Control Austria-Konsultation Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Oesterreichs Energie bedankt sich für die Gelegenheit, zum vorliegenden Begutachtungsentwurf zur E-Control Austria-Konsultation „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“ Stellung nehmen zu dürfen.

Der vorliegende Entwurf zur öffentlichen Konsultation „Elektrische Energiespeicher und Hybridanlagen“ stellt eine erste Diskussionsgrundlage dar und bildet die Basis für weitere vertiefende Überlegungen zur Behandlung dieser Thematik, insbesondere auch in Zusammenhang mit der Umsetzung der kommenden Network Codizes zur Flexibilität. Wir begrüßen, dass sowohl Speicher als auch Hybridanlagen aus systemischer und regulatorischer Sicht als wünschens- und unterstützenswert angesehen werden. Allerdings fehlen eine Darlegung und Erläuterung der rechtlichen Grundlagen, auf denen die gegenständlichen Überlegungen basieren. Eine solche Darstellung würde das Verständnis erheblich verbessern, die Transparenz sicherstellen und die Nachvollziehbarkeit der Überlegungen potenziell erleichtern.

Die vorgestellten Anlagenkonfigurationen umfassen teils völlig neue Modelle, die gesetzlich noch nicht eindeutig geregelt sind. Dies erschwert die Bewertung der vorgeschlagenen Konzepte, insbesondere hinsichtlich der beteiligten Akteure.

Wir weisen nachdrücklich darauf hin, dass für die finale Ausgestaltung dieses Leitfadens ebenso wie die Erstellung bzw. Anpassung etwaiger erforderlicher Marktregeln, technischer

Regeln, etc. ein vertiefter Dialog auf Expert:innenebene mit allen relevanten Stakeholdern (VNB, Lieferanten, BGV) notwendig ist, um die technische, wirtschaftliche und rechtliche Komplexität angemessen zu berücksichtigen und praktikable sowie umsetzbare Lösungen sicherzustellen.

Nach Vorliegen sämtlicher Details sind ausreichend Zeit zur Umsetzung bzw. Übergangsfristen für die VNB vorzusehen, beispielsweise für die Umsetzung zur Sicherstellung der Datenübertragung (Messgerät zum Back-End des VNBS) bzw. zusätzlich zu berücksichtigende Stammdaten inkl. der neuen Berechnungslogiken (oftmals Einzel-Anlagenbetrachtung) in den VNB-Systemen. Für Bestands-Anlagen und Neuanlagen gibt es jeweils unterschiedliche Aufwände bzw. Vorlaufzeiten für konkrete Abbildungen.

Die Schaffung neuer Regelungen und deren Implementierung setzt voraus, dass zugrundeliegende Prozesse vollständig umgesetzt in der Praxis reibungslos funktionieren. Demnach stellt eine funktionierende und effektive Marktkommunikation eine zentrale Prämisse für die Einführung und Umsetzung weitere Regularien dar.

#### **Unsere wesentlichsten Kritikpunkte sind:**

Im EIWG-Entwurf ist vorgesehen, dass dem Netzbetreiber im Sinne der Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 über Interoperabilitätsanforderungen und diskriminierungsfreie und transparente Verfahren für den Zugang zu Mess- und Verbrauchsdaten, ABl. Nr. L 154 vom 15.06.2023 die Aufgaben im Zusammenhang mit dem Zugang zu Messdaten umfassend zugewiesen werden.

Aus Sicht von Oesterreichs Energie ist dies konsequent und im Sinne des bisherigen Systems. Die Messverantwortung muss weiterhin beim Netzbetreiber verbleiben, um eine einheitliche, rasche und korrekte Abwicklung sicherzustellen. Die Erbringung der Messdienstleistungen durch den regulierten Netzbetreiber ist aufwandsminimiert und diskriminierungsfrei. Es ist durch eine Liberalisierung des Messstellenbetriebes keine Effizienzsteigerung in den Kosten und im Kundenservice zu erwarten.

**Die Einführung einer Rolle eines Messstellenbetreibers in Österreich ist daher nicht erforderlich, entbehrlich und wird strikt abgelehnt.**

Die **Systematik der virtuellen Zählpunkte** hat sich bei Einspeiseanlagen bewährt und sollte **nicht auf Bezugsanlagen ausgeweitet werden.**

Die Verwendung von virtuellen Zählpunkten zur Ermittlung der jeweiligen Energiemengen für Einspeisung, Endverbrauch bzw. Speicherung (Einspeicherung und/oder Ausspeicherung) darf nicht zu einer Aushöhlung des Prinzips „1 Lieferant und 1 Bilanzgruppe je Zählpunkt“ führen. Es ist daher – sobald in der Anlage des Netzbenutzers (in der Folge kurz „Kundenanlage“) auch Verbrauchsanlagen installiert werden – rechtlich sicherzustellen, dass der Netzbezug für die gesamten Verbrauchsanlagen und der Netzbezug für die gesamten

stationären Speicheranlagen jeweils nur einem Lieferanten und einer Bilanzgruppe zugeordnet werden können.

Für **virtuelle Zählwerte sollten ausschließlich Viertelstunden-Werte zugelassen** werden. Eine Umrechnung von Tageswerten mittels Standardlastprofilen in die erforderlichen Viertelstundenwerte verkompliziert die Umsetzung und verringert gleichzeitig die Genauigkeit. Eine durchgängige Viertelstundenmessung sollte daher in allen Anlagenkonfigurationen, bei denen Subzähler erforderlich sind, Voraussetzung sein.

### **Zu den einzelnen Punkten des Begutachtungsentwurfes nehmen wir wie folgt Stellung:**

#### **Zu Kapitel 1.1 – Hintergrund**

Unter 1.1 Hintergrund sollte die Aufzählung um einen schon bestehenden Anwendungsfall

- Kraftwerkparcs mit ein und demselben Primärenergieträger ergänzt werden.

Dieser Anwendungsfall beschreibt die Aufteilung auf einzelnen Erzeugungseinheiten auf Wunsch des Netzbenutzers. Z.B. bestehende Regelung für Windparks, etc. die aus Gründen der unterschiedlichen Förderregime bereits jetzt mit Submessungen und virtuellen ZP ausgestattet sind.

#### **Zu Kapitel 1.4.2 – Stromerzeugungsanlagen in OeMAG-Vertragsverhältnis**

Anlagen in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG sollten – schon allein aus dem Umstand, dass eine bestehende Anlage jederzeit zur OeMAG wechseln kann – nicht gesondert betrachtet werden. Aus unserer Sicht ist weiters der Netzkunde für eine/n Errichtung/Umbau der Anlage laut fördervertraglichen Bestimmungen verantwortlich.

#### **Zu Kapitel 2 – Begriffe und Definitionen**

Der Lastprofilzähler (LPZ) als verbreitete und relevante Zählerart (vor allem in der Kategorie „konventioneller Zähler“) scheint in den Definitionen zu fehlen. Eine Ergänzung in Punkt 2.1 ist unseres Erachtens erforderlich.

Weiters wird es erforderlich sein, in weiterer Folge „virtueller Zählpunkt“ zu definieren. Es fehlt eine konkrete Beschreibung, wie ein solcher aus technischer Sicht aufgebaut ist bzw. welche Merkmale hier vorliegen sollen (Zählpunktskennung).

Als Anforderung für einen Subzähler muss jedenfalls ein geeichtes, intelligentes Messgerät vom Netzbetreiber vorgesehen werden.

Technisch notwendige Spezifikationen, wie beispielsweise die Definition von Subzählern (Art, Klasse etc.), deren Einbau, Zugänglichkeit, Erreichbarkeit sowie die Datenanbindung und der Mess- und Übertragungszeitpunkt durch den Netzbetreiber, werden nicht ausgeführt. Obwohl ein entsprechender Regelungsbedarf grundsätzlich erkannt wird (siehe S. 44), fehlt eine detaillierte Ausarbeitung.

Darüber hinaus wird angeregt, das Dokument hinsichtlich der konsistenten und korrekten Verwendung des Begriffs "Eigenverbrauch" im Zusammenhang mit Stromerzeugungsanlagen zu überprüfen. Beispielsweise könnte in Abschnitt 3.2, Absatz 2, stattdessen der Begriff "Eigenbedarf" angemessen sein, sofern sich dieser auf die Energiemenge bezieht, die für den Betrieb der Anlage erforderlich ist.

### **Zu Kapitel 3 – Hybridanlagen ohne Speicher**

Hybridanlagen: Zu überlegen wäre eine Grenze, ab welcher eine Aufteilung nach gemessenen Viertelstunden-Werten erfolgen muss. Zum Beispiel bei einem großen Wasserkraftwerk mit einer sehr kleinen PV-Anlage bei der eine Messung auf Viertelstunden Basis (Submeter) unverhältnismäßig wäre.

### **Zu Kapitel 3.2.2 – Viertelstunden-Aliquotierung mit Gewichtungsfaktor**

Unter 3.2.2 ist die Möglichkeit einer Viertelstunden-Aliquotierung mit Gewichtungsfaktoren enthalten, die angewendet werden kann, wenn sich die Sub-Messungen auf unterschiedlichen Spannungsniveaus befinden.

Unserer Meinung nach kann diese Methode entfallen, da in den Markt ohnehin die an der Übergabestelle gemessenen Werte in Summe kommuniziert werden. Diese Faktoren erhöhen Komplexität, erschweren die Verständlichkeit und sind trotzdem nur eine Näherung des tatsächlichen physischen Lastflusses innerhalb der Kundenanlage.

Zudem ist unter 4.3.2 Virtuelle Trennung auf Seite 17 letzter Absatz ohnehin angemerkt, dass sich methodische Probleme ergeben, wenn die Höhe der Verluste, die mittels Gewichtungsfaktoren korrigiert werden sollen, von der Bezugs- bzw. Einspeisesituation abhängen.

Da dies bei nahezu allen Kunden, die Erzeugungsanlagen vorrangig zur Eigenverbrauchsdeckung nutzen, der Fall ist, sollte auf die Anwendung von Gewichtungsfaktoren und deren Ausführungen im Dokument verzichtet werden.

### **Zu Kapitel 4.1 – Speicher im Herkunftsnachweissystem**

Derzeit werden ausschließlich Erzeugungszählpunkte als HKN-relevant betrachtet und es werden die Monatsenergiewerte aus dem 1. Clearing an die E-Control Austria (ECA) übermittelt. Erst im 2. Clearing ist sichergestellt, dass diese Daten den tatsächlichen Zählwerten entsprechen. Wie der ECA auch aus Gesprächen etwa zum Thema Local Player bekannt, kann es im 1. Clearing (zum Beispiel bei NONSMART oder bei der Teilnahme an Energiegemeinschaften (es erfolgte noch keine abschließende Energiezuweisung)) Abweichungen zu den Zählwerten geben.

Dieser Umstand führt aktuell zu enormen Herausforderungen und zusätzlichen Aufwänden etwa im Rahmen der Abrechnung von Energiegemeinschaften. Dies zeigt einmal mehr, dass die Einführung und Umsetzung weitere Regularien mit Sorgfalt und Bedacht vorzunehmen sind, um Komplexität sowie Fehler und Risiken am Ende nicht zu potenzieren.

Weiters wird im ersten Absatz des Kapitels erläutert, dass die Anzahl der HKN aus der Marktkommunikation über EDA erfolgt und auf den Zählwerten von Einspeise- und Bezugszählern basiert. Folglich werden zukünftig auch Bezugszählpunkte als HKN-relevant angesehen. Die Angabe der zu verwendenden Technologiecodes für Batteriespeicher fehlt jedoch.

Derzeit gibt es für verbrauchende Zählpunkte keinen von der ECA geforderten Prozess in der Marktkommunikation. Für jeden Erzeugungszählpunkt wird automatische über die Marktkommunikation ein Monatserzeugungswert lt. 1. Clearing übermittelt. Hier wurde die Forderung der ECA/HKN in der Prozessdefinition umgesetzt.

Die angeführte Grenze der Speicherkapazität im dritten Absatz wird von uns als Bruttokapazität (wie bei den SOGL-Prozessen) verstanden.

### **Zu Kapitel 4.2 – Unterscheidung nach Anlagenkonfiguration**

Unter Punkt 4.2. wird angeregt, die Anforderungen an Submessungen zu reduzieren, wenn eine Speicherladung aus Netzbezug bzw. Netzeinspeisung aus dem Speicher gemäß Anlagensteuerung/-parametrierung verhindert wird.

Dazu muss angemerkt werden, dass der VNB keinen Einfluss auf nachträgliche Änderungen der Anlagensteuerung/-parametrierung hat. Erfahrungen zeigen, dass Wechselrichter bei Software- bzw. Firmwareupdates zuvor eingestellte Parameter verlieren.

Bei Änderung der Parametrierung der Anlagensteuerung gäbe es zudem auch nur eine erschwerte Kontrollmöglichkeit, wenn entsprechende Submessungen nicht vorhanden sind. Unter diesem Gesichtspunkt sind bei Hybridanlagen immer Submessungen erforderlich und es wird lediglich das in 4.3 genannte Modell der „Virtuellen Trennung“ benötigt, das in 4.3.2 im Detail beschrieben wird.

Hierzu dürfen wir die Notwendigkeit der „virtuelle Aufteilung in Bezugsrichtung“ hinterfragen. Für die Meldung der an den EAA gelieferten Menge aus dem Netz gemäß §10, Absatz 1, KenVO reicht eine Submessung beim ESS. Weitere Submessungen für den Bezug anderer Verbraucher werden nicht benötigt und führen nur zu wesentlich höheren Kosten. Um alle künftigen Anforderungen zu erfüllen, sollte bei der Berechnung der virtuellen Zählwerte auch die im ESS gespeicherte Energiemenge und Art mitberücksichtigt werden.

Folgender Vorschlag wird unterbreitet:

Aufteilung der im ESS gespeicherten und wieder ins Verteilernetz eingespeiste Energie ( $\frac{1}{4}$ -h) auf die einzelnen – im ESS zwischengespeicherten – Energiearten in Form von weiteren virtuellen Zählwerten mit einer entsprechenden Kennzeichnung. Falls erforderlich z.B. Virtuelle Zählwerte für ESS PV, ESS Wind, ESS Biomasse, etc. und ESS. Damit könnte für die jeweilige Erzeugungsart, die im ESS zwischengespeichert wurde und zeitverzögert ins öffentliche Netz eingespeist wird, ebenfalls von der Förderstelle bei der Anerkennung von Marktprämien berücksichtigt werden. Nur jene Menge, die aus dem Netz in den Speicher geladen und wieder ins öffentliche Netz einspeist wird, wäre somit Strom unbekannter Herkunft.

#### **Zu Kapitel 4.4 – Anlagenkonfigurationen**

Zur einfacheren Darstellung und Verständlichkeit dürfen wir empfehlen, die Anzahl an Anlagenkonfigurationen wie folgt zu minimieren:

- AK2 und AK3 können zusammengefasst werden. Bei AK3 stellt sich zudem die Frage nach der Sinnhaftigkeit der Submessung, da der Speicher ohnehin nur aus dem Netz geladen werden kann und die ins Netz eingespeiste Menge nur aus dem Netz geladen werden konnte.  
Bei der Anlagenkonfiguration 2 ist zu beachten, dass analog zu einer Einspeiseanlage mit einer netzwirksamen Leistung von 0 auch hier ein Einspeisezählpunkt an der Hauptmessung eingerichtet werden muss. Dies ist erforderlich, um die Kontrolle und den Nachweis zu ermöglichen, dass – abgesehen von Regelabweichungen – keine Einspeisung ins Netz erfolgt.
- AK4 und AK5 können zusammengefasst werden. Wie zuvor beschrieben, sollte die Energie, die aus dem ESS wieder ins Netz eingespeist wird, zusätzlich aufgeteilt werden (in ESS SEA und ESS Netz).
- AK6 bis AK9 können auf AK9 zusammengefasst werden, die Submessung bei der Last wird nicht benötigt. Die Bezeichnung der Subzähler ist nicht korrekt (Z anstelle von SZ). Aufteilung der aus dem ESS ins Netz eingespeisten Menge wie zuvor beschrieben.
- AK10 und AK11 können zusammengefasst werden. Aus der Darstellung kommt nicht klar hervor, dass für die aus den einzelnen SEA ins Netz eingespeisten Mengen auf virtuelle Zählwerte der einzelnen Anlagen über die Hauptmessung ins Verteilernetz eingespeist wird. Am besten wäre hier eine Darstellung der einzelnen Erzeugungsarten

in verschiedenfarbige Pfeile je SEA. Die Aufteilung der aus dem ESS ins Netz eingespeisten Menge, soll wie zuvor beschrieben aufgeteilt werden. Zudem könnten diese beiden AK mit AK4 und AK5 zusammengefasst werden.

- AK12 bis AK15 können auf AK15 zusammengefasst werden. Die Submessung SZL kann entfallen. Sonst wie für AK11 beschrieben.

### **Zu Kapitel 5 – Virtuelle Zählwerte in der Marktkommunikation**

Nach unserem Verständnis müssen im derzeitigen Rechtsrahmen alle einem Hauptzähler zugeordneten virtuellen Zählpunkte auf ein und denselben Netzkunden angemeldet sein. Diese Regelung stellt sicher, dass die Abrechnung und Verwaltung der Zählpunkte klar und transparent bleiben und sollte im Diskussionspapier ergänzt und klargestellt werden. Für die Berechnung der Netzentgelte werden immer die Hauptzählwerte herangezogen.

Das Diskussionspapier betont diese Notwendigkeit, lässt jedoch auch gewisse Flexibilitäten in der Zuordnung zu, die wir strikt ablehnen.

Virtuelle Zählpunkte spielen außerdem für die Netzanalyse und Planung eine Rolle. Es muss gewährleistet sein, dass Daten richtig der Netztopologie zugeordnet werden können, um Doppelzuordnungen zu vermeiden.

Bei der Übermittlung von Energiewerten via EDA wird im Datensatz die Methode der Messung angegeben.

Aktuell sind folgende Werte definiert:

- L1 – Echtwert gemessen
- L2 – Ersatzwert belastbar
- L3 – Ersatzwert nicht belastbar

Für berechnete virtuelle Zählwerte sollte die Messmethode von der des Hauptzählers abgeleitet werden. Wenn die virtuellen Zählwerte beispielsweise auf Basis der gemessenen Echtwerte des Hauptzählers ermittelt wurden, sollte die Methode L1 angewendet werden.

Unklar erscheint die in Tabelle 20 dargestellte Festlegung der Zählwerte, die vom Netzbetreiber für die Prozesse der Marktkommunikation bei Anlagenkonfigurationen ohne virtuelle Zählpunkte sowie bei Anwendung von Viertelstunden-Aliquotierung und virtueller Trennung zu übermitteln sind. Zwischen Netza abrechnung und Clearing sollen unseres Erachtens die gleichen virtuellen Zählwerte verwendet werden. Dies insbesondere auch im Hinblick auf Reporting, die seitens ECA gefordert werden. Beispielsweise sind nach Vorgaben der ECA alle Zählpunkte (somit auch virtuelle) primärenergieträgerscharf zu ermitteln, bei Hauptzählwerten ist hingegen keine eindeutige Energieträgerzuordnung möglich.

Unklar erscheint weiters die Aussage auf Seite 38, wonach die Summen der virtuellen Zählwerte deutlich höher sein können als die Hauptzählwerte, da aufgrund der beschriebenen Berechnungsvorgänge (siehe Kapitel 3.2) bzw. der Referenz auf die Energiebilanz die Summe der virtuellen Zählwerte immer den Zählwert der Hauptzählwerte abbilden müssten.

### **Zu Kapitel 6.1 – PV-Speicher auf Haushalts- und Kleinverbraucherebene**

Die gesonderte Betrachtung Anlagen der OeMAG wird kritisch gesehen.

### **Zu Kapitel 6.2 – Rückspeisefähige Ladeeinrichtungen**

Bei rückspeisefähigen Ladeeinrichtungen wäre eine einheitliche Zuordnung der Kennzeichnung (z.B. undefiniert nicht erneuerbar) bei Überschreitung des Schwellwerts von 250 kWh wünschenswert.

### **Zu Kapitel 7.1.1 – Netzanschluss von Speichern**

Die Netzeinspeisung sowie Laden des Speichers muss durch Parametrierung des Energiemanagementsystems bei den entsprechenden Anlagenkonstellationen ausgeschlossen werden können. Eine Abstimmung mit und Bestätigung durch den VNB muss erfolgen. Bei Änderungen der Konstellation (z.B. Umstellung der Anlagenkonfiguration 13 auf 15), wo eine Einspeisung/Bezug vom Speicher vom Netz erst zukünftig erwünscht wird, wird eine nachträgliche Submessung inklusive Verteiler bzw. Schaltanlage bei Last und Speicher notwendig. Dies entspricht einer wesentlichen Änderung der Anlage und ist beim VNB abzustimmen und zu beantragen.

Beim Umgang mit einem kurzzeitigen Parallelbetrieb, beispielsweise für den Test von Notstromaggregaten (maximal eine Stunde pro Monat), ist eine Klarstellung notwendig. In solchen Fällen darf keine zusätzliche Subzählung oder die Einrichtung einer Hybridanlage erforderlich sein. Das Betriebskonzept muss ohnehin sicherstellen, dass im Netzparallelbetrieb keine nennenswerte Einspeisung erfolgt, sodass eine 0-Einspeisung mit Regelabweichung vorliegt. Sollte ein Betreiber jedoch bewusst mit seinem Aggregat einspeisen wollen, ist eine Erfassung als Hybridanlage erforderlich.

### **Zu Kapitel 7.1.4 – Allgemeine Bedingungen der OeMAG**

Die Überprüfung, ob eine Anlage zulässig ist, sollte durch die OeMAG gemeinsam mit dem Netzkunden erfolgen. In den Marktprozessen wird ein Kennzeichen (FULL, SURPLUS, NONE) übermittelt. Damit ist es für die OeMAG möglich zu erkennen, ob es sich um eine Voll- oder Überschusseinspeisung handelt.



Weiters ist aus Sicht der Erzeugung auf gesetzlicher Basis sicherzustellen, dass bei der Methode „Virtuelle Trennung“ für die Ermittlung der EAG-Marktprämienförderung und der ÖSG-Tarifförderung die virtuellen Zählwerte der jeweiligen Stromerzeugungsanlagen herangezogen werden, sofern hinter dem Hauptzähler kein Eigenverbrauch (im Sinne eines Endverbrauches) stattfindet.

### **Zu Kapitel 7.2.1 – Gesetzlicher Rahmen für Anlagenkonfigurationen mit Speicher**

Virtuelle Zählwerte werden derzeit nur in Einspeiserichtung für die Aufteilung der HKN und für die Marktkommunikation benötigt, in Bezugsrichtung sind virtuelle Zählwerte nicht erforderlich.

Auch in Hinblick auf eine verminderte Netzentgeltverrechnung bei ESS besteht dafür keine Notwendigkeit. Das verminderte Netzentgelt für EES kann analog der reduzierten Entgeltverrechnung bei Teilnehmern an einer lokalen oder regionalen EEG erfolgen.

### **Zu Kapitel 7.2.2 – Regelung für Zähler innerhalb von Kundenanlagen (Subzähler)**

Bei einem Subzähler handelt es sich nach unserem Verständnis um einen Smart-Meter. Grundsätzlich sollte bei Neuanlagen und Erweiterungen die Ausführung stets der einer Hauptmessung entsprechen. Nur so sind eine verlässliche Datenübertragung sowie eine einheitliche und kostengünstige Lösung möglich. Ein Subzähler muss den Bestimmungen des Maß- und Eichgesetzes entsprechen.

Der Einsatz von Zählern durch den Kunden oder (akkreditierte) Messdienstleister sowie die Einführung einer neuen Marktrolle „Messstellenbetreiber“ – wie in Punkt 7.2.2 angedeutet – machen das System hingegen unnötig komplex. Dies wird als nicht sinnvoll und nicht praxistauglich erachtet.

**Wir lehnen den Vorschlag zur Einführung einer Marktrolle „Messstellenbetreiber“ entschieden ab**, da dadurch neue Schnittstellen entstehen, die sich unter Anderem nachteilig auf Entstörungen und Datenübertragungen auswirken. In Österreich sind alle Prozesse für die Messungen bei den Netzbetreibern implementiert, sodass eine allfällige neue Marktrolle „Messstellenbetreiber“ nicht erforderlich ist, zumal durch die zusätzliche Komplexität der Marktbeziehungen keine Entlastung des Netzbetreibers zu erwarten ist.

**Die Erfassung und Verarbeitung von Zählwerten muss weiterhin im Aufgabenbereich der Netzbetreiber liegen.**

### **Zu Kapitel 7.2.3 – Stromkennzeichnungsverordnung**

Mit Blick auf die Auswirkungen auf einhergehenden Änderungen für die Stromkennzeichnung und die Belegung von Speicherlieferungen sowie die Generierung von Herkunftsnachweisen

aus Erzeugungen bedingt die vorgeschlagene Vorgehensweise einen deutlichen Anstieg der operativen Aufwände. Demnach ist die Anwendung eines Schwellenwerts (250 kWh) jedenfalls unerlässlich.

Bei den in Abschnitt 4.4 angedachten reduzierten Anforderungen für bestimmte Anwendungsfälle für ESS ist zu beachten, dass bei derartigen Anlagen durch z.B. Softwareupdates oftmals die zuvor eingestellten Parameter überschrieben und verändert werden.

Nur durch Submessungen ist sichergestellt, dass der Markt ordnungsgemäß bedient wird.

Für die Aufteilung der Einspeisung auf die einzelnen Erzeugungsanlagen gibt es keine Notwendigkeit virtuelle Zählpunkte in Bezugsrichtung einzurichten.

§10 Absatz 1 der KenVO kann derzeit sehr einfach mit der gesonderten Messung bei Speicheranlagen erfüllt werden.

#### **Zu Kapitel 7.2.4 – Netzentgelte und Abgaben**

Wir begrüßen als Netzbetreiber die im Diskussionspapier dargestellten Erwägungen zu möglichen Netzentgeltbefreiungen für Speicher und dass diese jedenfalls nicht pauschal, sondern unter definierten Bedingungen erfolgen sollen, nachdem eine Systemdienlichkeit der Speicher gegeben sein muss. Die Voraussetzungen für etwaige Entgeltreduktionen müssen somit klar definiert sein. Es ist dabei immer zu bedenken, dass durch eine geringere Bezugsmenge, für die Netzentgelte zu entrichten sind, die Netztarife ansteigen. Die Erzeugung vertritt die Auffassung, dass im Markt agierende neue Speicher gesetzlich von Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt ausgenommen werden sollten.

Aus Sicht der Netze können Speicher sehr gut geeignet sein, um aktuell bestehende Restriktionen im Netz schnell und mit im Vergleich niedrigeren Kosten zu beheben. Nur die Nutzung von systemdienlichen Speichern kann zu wirkungsvollen Entlastungen im Netz führen, da nur so die positiven Effekte von Speichern (bspw. Einspeicherung zu gewissen Zeiten) gesichert zur Verfügung stehen. Es darf nicht der Eindruck erzeugt werden, dass Speicher generell gut für das Netz sind (vgl. Seite 4: *„Darüber hinaus können Speicher innerhalb von Kundenanlagen die netzwirksamen Einspeisespitzen mindern und zur Deckung von Lastspitzen eingesetzt werden.“* – nur durch mit Netzbetreibern klar abgestimmten Fahrweisen kann dieser Effekt gesichert angenommen werden, ansonsten ist keine Berücksichtigung in der Auslegung der Netze möglich).

Aus Sicht der Netze soll es daher die Möglichkeit geben, dass Netzbetreiber Speicher zu diesem Zweck einsetzen bzw. diese als Dienstleistung zukaufen. Die von der ECA auf Seite 44 und Seite 45 dargestellten möglichen Kriterien für Netz- oder Systemnutzen stellen für die Speichereigentümer Einschränkungen dar, welche abzugelten wären. Daher ist es aus unserer Sicht notwendig, dass je nach Umfang des netzdienlichen Speicherbetriebs auch eine Abgeltung für die erbrachte Leistung an den Speicherbetreiber möglich ist (über die

Reduktion der Netzentgelte hinaus). Diese Kosten müssen dem Netzbetreiber im Rahmen der Regulierung anerkannt werden. Ansonsten wäre der systemdienliche Einsatz nicht möglich. Um beispielsweise die Nutzung des Speichers systemdienlich auch zu Zeiten zu ermöglichen, wo ansonsten marktdienlich kein Einsatz erfolgen würde, wären die Kosten dafür vom Netzbetreiber zu tragen. Diese Kosten sind in der Kostenbasis des Netzbetreibers anzuerkennen.

Sollte ein Speicher rein systemdienlich eingesetzt und dieser Einsatz als Dienstleistung vom Netzbetreiber bezahlt werden, stellt sich die Frage, ob hier eine volle Befreiung der Netzentgelte erfolgt. Aus Sicht der Netzbetreiber wären die Netzentgelte für diesen Einsatz entweder auszusetzen oder es muss eine Anerkennung der Kosten in der Kostenbasis des Netzbetreibers erfolgen, wenn diese in einem Dienstleistungsentgelt des Netzbetreibers für die Speichernutzung enthalten sind.

Erfolgt der Netzanschluss an einem vom Netzbetreiber definiertem Netzknoten auf Basis öffentlicher Ausschreibungen, gilt es, diesen Prozess genauer zu definieren. Dies betrifft insbesondere:

- die Ausgestaltung des Ausschreibungsprozesses
- die zulässigen Vertragsmodalitäten
- die Bewertungskriterien für die Reduktion der Netzentgelte
- die Bewertungskriterien für allfällig zusätzliche Entgelte für die erbrachte Flexibilitätsdienstleistung
- die Kriterien zum Kostenvergleich zwischen der im Diskussionspapier beschriebenen Flexibilitätsbeschaffung und dem klassischen Netzausbau bzw. der notwendigen Netzverstärkungsmaßnahmen

Es ist weiters auszuführen, ob bei einer plattformbasierten Flexibilitätsbeschaffung ebenfalls eine Reduktion der Netzentgelte denkbar wäre und wie dieser Prozess ausgestaltet werden kann.

Zudem sollte in Abschnitt 7.2.4 im 2. Absatz der 2. Satz ersatzlos gestrichen werden, da dieser in sich widersprüchlich ist. Bei ausschließlicher Ladung durch Eigenerzeugung kommt es zu keinem Netzbezug für den Speicher, daher sind ohnehin keine entsprechenden Entgelte zu entrichten.

In Abschnitt 7.2.5 wird auf die Möglichkeit der tariflichen Begünstigung von Speicherbezug im neuen EIWG hingewiesen und dass dieser vom Bezug für Verbrauch abgegrenzt werden muss. Dazu möchte die ECA mittels Festlegungsermächtigung „*Regeln für virtuelle Zählpunkte in der Netzentgeltberechnung und Marktkommunikation*“ festlegen können. Hier ist anzumerken, dass Kosten, die bei den Netzbetreibern für diese aufwändigere Datenbereitstellung anfallen, entsprechend berücksichtigt werden müssen.

Insbesondere bei einer breiteren Anwendung der Befreiung von Speichern von Netzentgelten können Aufwände hoch sein (wenn auch Speicher bei kleinen Kundenanlagen inbegriffen wären, und nicht nur größere systemdienliche Speicher bzw. Stand-Alone-Speicher).

Ergänzend muss solange das Messentgelt nicht in das Netznutzungsentgelt integriert ist, klargestellt werden, dass der Netzbetreiber für jeden Subzähler ein Messdienstleistungsentgelt in der gleichen Höhe wie das entsprechende Messentgelt zu verrechnen hat. Dies stellt sicher, dass die Kosten für die Messdienstleistungen kostenverursachergerecht verrechnet werden.

Auch dies sollte im Diskussionspapier klargestellt und in der nächsten Novelle der SNE-VO ergänzt werden.

Weiters sprechen wir uns klar gegen eigene technologieabhängige Netztarife aus.

### **Sonstiges**

Die Abbildung von Speicher-/Hybridanlagen in Energiegemeinschaften bzw. Flexibilitätserbringung ist im gegebenen Leitfaden nicht ausreichend enthalten bzw. fehlt. Da bei den VNBs bereits konkrete Überlegungen zu deren Abbildungen vorliegen – allerdings wie eingangs erwähnt abhängig von gesetzlichen Grundlagen – wäre dies im Leitfaden gemeinsam mit der Branche (Oesterreichs Energie) zu ergänzen.

Eine Abstimmung mit der OeMAG ist sicherzustellen, sodass virtuelle Zählpunkte auch für Überschusseinspeiser anerkannt werden. Darüber hinaus muss ein Bestandsschutz gelten, sodass bestehende Anlagen von diesen neuen Regelungen nicht betroffen sind und nicht nachträglich angepasst werden müssen.

Auch sind nach Feststehen des Leitfadens die AVNBs u.A. dahingehend anzupassen, dass kundenseitig der Platzbedarf für die einzurichtenden/vorzusehenden Messgeräte vorgesehen werden muss.

Wir danken für die Kenntnisnahme der Anliegen von Oesterreichs Energie und ersuchen um deren Berücksichtigung.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Barbara Schmidt  
Generalsekretärin



DI Ursula Tauschek  
Leiterin Netze