

An
E-Control Austria
Rudolfsplatz 13a
1010 Wien
Per E-Mail an: recht-post@e-control.at

Wien am, 13.04.2026

Stellungnahme der IG Windkraft zur Begutachtung der Engpassmanagementverordnung – EPM-V)

Sehr geehrte Damen und Herren,

Die Begutachtung zur Engpassmanagementverordnung bildet einen zentralen Baustein zur Umsetzung des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG) und zur Herstellung einer investitionssicheren, rechtlich klaren und systemdienlichen Entgeltarchitektur. Vor dem Hintergrund der ambitionierten Ausbaupfade für erneuerbare Energien kommt der präzisen Ausgestaltung des Engpassmanagements sowie der Definition situationsgemäßer Regelungen und tariflichen Behandlung eine besondere Bedeutung zu.

Als Interessensgemeinschaft für die österreichische Windkraft möchten wir darauf hinweisen, dass bereits seit rund zwei Jahren zu diesem Thema ein intensiver Austausch zwischen Expert:innen den relevanten Stakeholdern herrscht. Ziel dieses Austauschs zwischen der Austrian Power Grid, verschiedenen Vermarktern sowie Windkrafterzeugern ist eine vertragliche Vereinbarung, welche Rechtssicherheit und -klarheit sowohl zum Abwicklungsprozess von Engpassmanagementmaßnahmen als auch zur Darstellung der auszugleichenden Kosten darstellt. § 140 Abs. 3 EIWG legt unmissverständlich fest, dass als Basis für die Ermittlung des Entgelts für Flexibilitätsleistungen die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten der Erzeuger, die durch diese Leistungen verursacht werden, heranzuziehen sind.

Im Entwurf dieses Engpassmanagementvertrags wurde unter Einbindung von Expert:innen aus den Bereichen Vermarktung, Netzbetrieb und Erzeugung langwierig erarbeitet, wie eine Darstellung der Abgeltung wirtschaftlicher Nachteile und Kosten nachvollziehbar und differenziert für verschiedene mögliche Abregelungsfälle abgebildet werden kann. Während der vorliegende Entwurf der EPM-V einige Fälle abbildet, genügt er uE nicht dem Anspruch, die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten der Erzeuger vollständig abzubilden und schafft somit neue Rechtsunsicherheiten für dementsprechende Fälle.

Als Interessensgemeinschaft Windkraft Österreich erlauben wir uns daher, eine Stellungnahme zum Entwurf abzugeben und bitten zudem um die Berücksichtigung der beigefügten Vereinbarung betreffend Engpassmanagement sowie der darin enthaltenen Vorschläge zur Kostenermittlung.

Zusammenfassung:

- Die Definition des Begriffs ΔPt erscheint nicht vollständig klar. Nachdem es sich um einen zentralen Begriff handelt, wird um eindeutige Beschreibung ersucht. Insbesondere betrifft dies, wann welches Vorzeichen zu sehen ist und wie von einer Leistungsdifferenz, auf einen Energiewert umgerechnet werden soll.
- Wir ersuchen für alle Fälle um realistische Beispielrechnungen, um zu verstehen, wie dies im Detail gemeint ist.
- Wir ersuchen darum, dass Dargebotsänderungen an Windenergie zwischen dem Zeitpunkt der Beauftragung zur EPM-Maßnahme und dem Zeitpunkt der Erbringung der EPM-Maßnahme definiert und berücksichtigt werden.
- Wir möchten darauf hinweisen, dass mit der Austrian Power Grid ein ausverhandelter, sehr detaillierter Vertrag bzgl. des Engpassmanagements von Windkraftanlagen besteht. Wir ersuchen hier um Bewahrung der Bestandsrechte. Bzw. Berücksichtigung der Vorarbeiten
- Die wirtschaftlichen Auswirkungen des Heranziehens eines $Q_{0,75}$ bei den Flexibilitätsleistungen von Speichern erscheinen momentan noch nicht klar. Des Weiteren ersuchen wir hier um eine Erläuterung welche Auswirkungen durch Heranziehen dieser Preise erwartet werden.
- Wir ersuchen um Maßnahmen, welche die wirtschaftlichen Risiken zumindest eingrenzen z.B. durch Deckelungsmaßnahmen in Form maximaler jährlicher Energiemengen.

Regelungen im Detail:

II. Entgeltklasse Energiespeichieranlagen

Zu 1. Flexibilitätsleistungen durch Anpassung der Einspeisung (c) Kurzfristspeicher

Hier möchten wir darauf aufmerksam machen, dass es grundsätzlich die Frage ist, wodurch es gerechtfertigt ist, dass im Falle einer vom Regelzonenführer **angeforderten Leistungserhöhung** und damit einer Erstattung vom Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, nur der $Q_{0,75}$ erstattet werden muss. Die Speicherbetreiber verlieren dadurch möglicherweise an Einkommen. Wie sich dies längerfristig auswirkt, ist momentan noch nicht klar und daher nicht abzuschätzen.

Im umgekehrten Fall, der **Leistungsreduktion** muss der Anlagenbetreiber, die im Speicher verbleibende Energie dem Regelzonenführer auf Basis der $Q_{0,75}$ erstatten. Hier stellt sich ebenfalls die Frage, wodurch dieses höhere Preisniveau zur Bewertung gerechtfertigt ist.

Wir möchten darauf hinweisen, dass Einkaufspreise und Verkaufspreise jedenfalls unterschiedlich sein müssen, damit ein wirtschaftlicher Speicherbetrieb dargestellt werden kann.

Besonders wichtig erscheint uns eine **exakte Definition** der Berechnungsbasis des $Q_{0,75}$, dies vor allem im Intraday-Bereich (entweder pro Tag ein Preis oder pro Viertelstunde ein Preis).

Bezugnehmen möchten wir hier auf die Erläuterungen auf Seite 12:

„Die kurzfristigen grenzüberschreitenden Handelsmöglichkeiten im Intraday-Markt in den letzten drei Stunden vor Lieferung ist unter Verwendung des viertelstündlichen Intraday-Index ID15 zu bewerten, der durch die APCS Power Clearing and Settlement AG (APCS) publiziert wird.“

Sollte diese Regelung dahingehend zu verstehen sein, dass es dadurch einen Fixpreis für den gesamten Tag gibt, der nur einmal bestimmt wird, so würde dies bedeuten, dass hier bei einem

Engpassmanagementabruf keinerlei Gewinn möglich wäre – was ein klares No-Go wäre. In dem Zusammenhang muss gesehen werden, dass jeder Zyklus auch Materialabnutzung bedeutet (neben den entgangenen Gewinnen).

Konkret könnte man sich die Situation so vergegenwärtigen, dass am Morgen die Beladung des Speichers mit dem EPM-Preis erfolgen müsste und am Abend die Entladung ebenfalls mit dem EPM-Preis. Dies bedeutet, dass wenn bei beispielsweise einem Lithiumspeicher zwei Zyklen pro Tag gemäß Garantiebestimmungen „möglich“ wären, mit diesem einem EPM-Speicherzyklus bereits 50% des Gewinnpotentials verloren gingen.

Die Regelung ignoriert die Zielsetzung des Speichers in den Viertelstunden mit dem günstigsten Preis aufzuladen, um dann in den Viertelstunden mit dem höchsten Viertelstundenpreis zu entladen. Streng genommen bedeutet dies, dass der Speicherbetreiber eigentlich eingestellt werden müsste, anstatt Verschleiß ohne Erlöse zu produzieren.

Unklar ist bei dieser Flexibilitätsmenge auch, ob die Energiemenge ausgeglichen wird (vgl. hierzu §3, Abs. 3 des EPM-VO Entwurfs). Dies wäre bitte zu klären.

Weiters sollte diese Erstattungsregelung nach einer gewissen Zeitspanne hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen und technischen Auswirkungen auf den Speicherbetrieb evaluiert werden. Hier wäre ein wirtschaftlicher Vergleich zwischen einem frei vermarktetem und einem im täglichen EPM-Betrieb geführter Speicher sehr wertvoll.

Insgesamt wäre es gut, wenn vor Einführung dieser VO eine Evaluierung dieser Regelung, basierend auf $Q_{0,75}$ oder $Q_{0,25}$ erfolgt und auch den potentiellen Betreibern in den Auswirkungen erläutert wird.

Zu 2. Flexibilitätsleistungen durch Anpassung des Bezugs (c) Kurzfristspeicher

In der Verformelung fehlt (und wäre damit zu ergänzen) hier der in den Definitionen angeführte Begriff des Verlustfaktors VF .

Analog dem Fall der Einspeisung oben wird hier für den Bezug angeführt, dass für die Preisfindung der $Q_{0,75}$ unterstellt wird.

Unklar ist, wie und von wem aufgrund der Änderung des Fahrplans die zu erbringende Ausgleichsenergie zur Verfügung gestellt wird. Wir ersuchen darum, dies bitte zu erläutern.

Beim ID₃ $Q_{0,75}$ ist es unklar, auf Basis welcher Werte genau dieser Wert berechnet wird. Dies wäre bitte genau zu definieren (siehe auch oben).

Abschliessend in Zusammenhang mit den **Regelungen für Energiespeicher** möchten wir darauf hinweisen, dass nach unserem Verständnis folgende Punkte problematisch sind:

- a.) Verschleisskosten des Energiespeichers finden teilweise keine Berücksichtigung
- b.) Im Falle, dass jeweils nur ein EPM-Entladen oder EPM-Beladen im Zyklus gefordert ist, erscheinen die $Q_{0,75}$ Preise als keine geeignete Kostenerstattung.

III. Entgeltklasse dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung

Vorab ersuchen wir darum, dass bei allen Angaben zu ΔPt die Einheit angegeben wird. Wir nehmen vorerst an, dass es sich bei diesem Term um Energie (d.h. z.B. MWh) handelt (bitte um Bestätigung oder Korrektur).

Des Weiteren ersuchen wir darum, dass für alle Fälle **Beispielrechnungen**, sowohl für eine Vergütung vom Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber (?), als auch für den umgekehrten Fall in den Erläuterungen ergänzt wird.

Wesentliche Fragestellungen ergeben sich grundsätzlich bzgl. der Vergütung von entgangenen Entgelten (Wir beziehen uns hier auf Regelungen, die im Absatz a genannt werden, es betrifft aber sinngemäß auch die anderen Situationen).

III (a) Leistungsreduktion von Marktanlagen

Bei einer Leistungsreduktion im Vergleich zum relevanten Fahrplan des Abrufzeitpunktes wird die daraus resultierende Fehlmenge vom Regelzonenführer entsprechend § 3 Abs. 3 dieser Verordnung ausgeglichen. Lediglich erzeugungsabhängige Komponenten müssen berücksichtigt werden.

Folgende Fragestellungen ergeben sich und wir ersuchen um Klärung:

- Bedeutet dies, dass vom Erzeuger im Falle einer Leistungsreduktion dann nicht bereitgestellte Energie vom Regelzonenführer dem Energieabnehmer zur Verfügung gestellt wird und das entsprechende Entgelt vom Energieabnehmer an den Erzeuger zum vereinbarten Preis bezahlt wird, bzw. wie wird das geregelt?
- Falls der Vermarkter das Entgelt für die erzeugte Energie erhält, wie wird sichergestellt, dass der Erzeuger schliesslich das vereinbarte Entgelt erhält (bitte beachten, dass in dieser Situation keine Daten am Einspeisezählpunkt/ Abrechnungspunkt beim Betreiber der Anlage vorliegen)?

(a) Leistungsreduktion von Marktanlagen

Wir nehmen an, dass jedenfalls die Erlöse aus den Strommengen den Betreibern erstattet werden. Wir ersuchen allerdings hier um Klärung.

Bzgl. der angegebenen Erstattung von nachweislichen Verlusten im Zusammenhang mit Herkunftsnachweisen ist zu definieren, wie dieser Nachweis zu erfolgen hat und wie die Preisbestimmung dieser Herkunftsnachweise erfolgt.

(b) Leistungsreduktion von Marktprämienanlagen

Hier wäre es wichtig zu wissen, wann die Abrechnung im Sinne dieser Regelung erfolgt, da die Marktprämie erst im Folgemonat feststeht.

Bzgl. der angegebenen Erstattung von nachweislichen Verlusten im Zusammenhang mit Herkunftsnachweisen ist bitte zu definieren, wie dieser Nachweis zu erfolgen hat und wie die Preisbestimmung dieser Herkunftsnachweise erfolgt.

(c) Leistungsreduktion von Förderanlagen

Hier stellt sich die Frage, wer diese allfälligen Auszahlungen an wen tätigen wird (ÖMAG)?

Bzgl. der angegebenen Erstattung von nachweislichen Verlusten im Zusammenhang mit Herkunftsnachweisen ist bitte zu definieren, wie dieser Nachweis zu erfolgen hat und wie die Preisbestimmung dieser Herkunftsnachweise erfolgt.

Bzgl. den Erläuterungen, Allgemeiner Teil

Zu § 3:

Die Erläuterungen zu § 3 sehen vor, dass sofern eine höhere vertragliche Abgeltung zur Auszahlung gelangt, dies zwar gesetzlich nicht verboten ist, allerdings im Verfahren zur Kostenprüfung als unangemessene Kosten im Sinne des § 138 EIWG zum Abzug gebracht werden kann.

Wir möchten hier darauf hinweisen, dass mit der Austrian Power Grid ein ausverhandelter und mit der E-Control abgestimmter Vertrag bzgl. des Engpassmanagements für Windkraftanlagen besteht. In diesem Engpassmanagementvertrag wurde unter Einbindung von Expert:innen aus den Bereichen Vermarktung, Netzbetrieb und Erzeugung langwierig erarbeitet, wie eine Darstellung der Abgeltung wirtschaftlicher Nachteile und Kosten am besten abgebildet werden können. Ein nachträgliches In-Abzug-Bringen vertraglich vereinbarter Abgeltungen würde einen erheblichen Eingriff in bestehende Vertragsverhältnisse sowie in die erforderliche Bestands- und Planungssicherheit darstellen. Weiters herrscht Unklarheit, beim wem diese Kosten in Abzug gebracht würden, sowie in welcher Höhe. Darüber hinaus erscheint uns die Nutzung der erfolgreichen Abstimmung und der komplexen Vorarbeiten sinnvoll um durch Neuregelungen Rechtsunsicherheit und hohe Anlaufkosten zu vermeiden.

Besonders hinweisen möchten wir weiters auch auf die folgenden Ausführungen in den Erläuterungen zum VO-Entwurf (Seite 15 von 17): *„Durch den dargebotsabhängigen Charakter der zugrundeliegenden Anlagen kann es jedoch im Zeitverlauf zu weiteren unvorhergesehenen Fahrplanänderungen (Prognoseabweichungen) kommen, die im Rahmen der initialen Anforderung der Engpassmanagementmaßnahme nicht bekannt waren. Derartige Veränderungen sind bei der weiteren Abwicklung durch den Regelzonenführer zu berücksichtigen. Im Bedarfsfall sind daraus resultierende Anpassungen der angeforderten Leistungsänderungen gemäß der jeweiligen Entgeltregelung abzuwickeln.“* - Wir möchten hier darauf hinweisen, dass eben genau diese spezifische Situation der Abhängigkeit vom Winddargebot bei Windkraftanlagen wesentlich ist und dies eben auch unter anderem in dem genannten Vertragswerk der Austrian Power Grid (APG) für EPM mit Windkraftanlagen Berücksichtigung findet und dieses daher bitte jedenfalls für die Umsetzung des Engpassmanagements berücksichtigt werden muss.

Beispielhaft möchten wir hier eine Situation beschreiben, welche die **Erstattungs-Problematik** der Regelung innerhalb dieses Engpassmanagement-VO Entwurfs verdeutlicht: Es kann der Fall eintreten, dass eine Leistungsreduktion von z.B. 5 MW bei einer Windkraftanlage als EPM angeordnet wird. Laut dem (alten) Fahrplan steht die Anlage damit bei einer Leistung von 0 MW für den definierten Zeitraum. Am Tag der geplanten Leistung erfolgt jedoch eine neue Winddargebotsprognose. Diese Prognose zeigt, dass eine Leistung von 6 MW für die Windkraftanlage möglich wäre. D.h., dass es für die Windkraftanlage die Möglichkeit gäbe dieses 1 MW (oft durch die Vermarkter) zu vermarkten. Wenn die Energie für diesen Zeitraum nicht vermarktet werden kann, entsteht daraus ein betriebswirtschaftlicher Schaden. Wie wird dies entschädigt und wem?

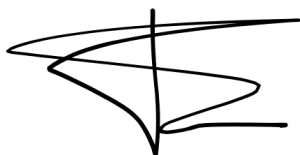
In diesem Zusammenhang möchten wir auch darum ersuchen, dass bitte die Entschädigungsregeln der vorliegenden Verordnung mit den technischen Vorgaben der APG bei Erbringung von EPM-Abrufen übereinstimmen.

Dies verdeutlicht, dass der EPM-Vertrag von APG und Windkraft auf die Preissituation in differenzierter Form eingeht und dies ist auch für eine wirtschaftlich nicht nachteilige Regelung notwendig ist.

Ziel des Abschlusses einer vertraglichen Vereinbarung gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 EIWG ist es gerade für alle Beteiligten klarere Rahmenbedingungen und erhöhte Planbarkeit zu schaffen. Immerhin kann auf Anlagen über die vertragliche Vereinbarungen gem. § 140 Abs 1 Z 1 EIWG bestehen auch prioritär – vor Anordnungen gem. Z 2 – zugegriffen werden. Die vorgesehene Möglichkeit eines nachträglichen kostenrechtlichen Eingriffs steht dieser Zielsetzung entgegen und wirft die grundsätzliche Frage auf, welchen Mehrwert der Abschluss einer vertraglichen Vereinbarung bieten soll, wenn deren wirtschaftliche Eckpunkte im Nachhinein relativiert werden können. Eine solche Einschränkung vertraglich vereinbarter Abgeltungen ist außerdem im EIWG nicht vorgesehen und entspricht nach unserem Verständnis auch nicht dem Willen des Gesetzgebers.

Wir bitten dementsprechend um Anpassung bzw. um Berücksichtigung des abgestimmten Vertrags mit der APG (siehe Beilage), sowie einer dahingehenden Klarstellung, damit für alle Vertragspartner im EPM-Windkraft-APG Vertrag entsprechende **Rechtssicherheit** besteht und die weitere Umsetzung des Projekts EPMs mit Windkraft zügig umgesetzt werden kann.

Wir bedanken uns für die Möglichkeit bzgl. dieses Verordnungsentwurfs einbringen zu dürfen. Jedenfalls bitten wir um Beantwortung unserer Fragen und stehen für etwaige Rückfragen gerne zur Verfügung.
Mit freundlichen Grüßen,



Florian Maringer
Geschäftsführung
Interessengemeinschaft Windkraft Österreich

Beilage: Vereinbarung betreffend Engpassmanagement mit Windkraftanlagen, APG, übermittelt u.a. an IG Windkraft per e-mail am 16.03.2026