

Verordnung des Vorstandes der E-Control über das angemessene Entgelt für Engpassmanagementmaßnahmen (Engpassmanagementverordnung – EPM-V)

Aufgrund des § 140 Abs. 3 des Bundesgesetzes zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz – ElWG), BGBl. I Nr. 91/2025, wird verordnet:

Regelungsgegenstand

§ 1. Diese Verordnung trifft Regelungen zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für Flexibilitätsleistungen, die im Rahmen des Engpassmanagements (EPM) im Übertragungsnetz

1. bei Abschluss von Verträgen über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen mit Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen mit einer Engpassleistung ab 1 MW gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 lit. b ElWG,
2. bei Anordnung von Flexibilitätsleistungen von Netzbenutzern gemäß § 140 Abs. 1 Z 2 ElWG sowie
3. im Wege gesicherter Leistungen von Erzeugern oder Entnehmern gemäß § 140 Abs. 4 ElWG erbracht werden.

Begriffsbestimmungen

§ 2. (1) Im Sinne dieser Verordnung bezeichnet der Ausdruck

1. „Abrufzeitpunkt“ jenen Zeitpunkt, an dem bei einem Anlagenbetreiber eine Engpassmanagementmaßnahme durch den Regelzonenführer angefordert wurde. Dabei gilt der letztgültige Vermarktungsfahrplan.;
2. „Anlagenbetreiber“ jene natürliche oder juristische Person, die für den Einsatz oder die Vermarktung der jeweiligen Stromerzeugungsanlage oder Energiespeicheranlage bzw. für die Stromversorgung oder den -einkauf der Verbrauchsanlage verantwortlich ist;
3. „Elektrizitätsspeicheranlage“ eine Energiespeicheranlage im Elektrizitätsnetz, in welcher elektrische Energie zum ausschließlichen Zweck der Wiedereinspeisung in das Elektrizitätsnetz vorübergehend gespeichert werden kann und bei der eine anderweitige Nutzung der gespeicherten Energie technisch nicht möglich ist;
4. „Engpassleistung“ die maximale kontinuierliche Wirkleistung gemäß § 6 Abs. 1 Z 105 ElWG, die eine Stromerzeugungsanlage erzeugen kann, abzüglich des Anteils, der ausschließlich auf den Betrieb dieser Stromerzeugungsanlage zurückzuführen ist;
5. „Engpassmanagementmaßnahme“ die Erbringung einer Flexibilitätsleistung gemäß § 6 Abs. 1 Z 42 in Verbindung mit § 140 Abs. 1 ElWG;
6. „Entladedauer“ eine Zeitdauer (in Stunden), die sich durch die Relation von maximalem Energiespeicherinhalt (in MWh) zur Engpassleistung (in MW) der Energiespeicheranlage ergibt;
7. „Entgeltklasse“ eine Entgeltregelung für Stromerzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und sonstige Netzbenutzer in **Anlage**, die für eine spezifische Gruppe von Anlagen gleichermaßen gilt;
8. „Kurzfristspeicher“ eine Elektrizitätsspeicheranlage mit einer Entladedauer von bis zu 24 Stunden;
9. „Langfristspeicher“ eine Elektrizitätsspeicheranlage mit einer Entladedauer von mindestens 168 Stunden;
10. „Leistungserhöhung“ bzw. „Leistungsreduktion“ eine im Zuge einer Engpassmanagementmaßnahme des Regelzonenführers erfolgende Leistungsänderung einer Anlage am Netzanschlusspunkt;
11. „Mittelfristspeicher“ eine Elektrizitätsspeicheranlage mit einer Entladedauer von mehr als 24 Stunden und weniger als 168 Stunden;
12. „Verbraucher“ ein Betreiber einer Anlage, die, ohne ein Elektrizitätsspeicher zu sein, elektrische Energie endenergetisch verbraucht oder in einen anderen Energieträger umwandelt;
13. „VWAP“ (Volume Weighted Average Price) einen mengengewichteten Durchschnittspreis;
14. „Wärmeleistung“ eine Anlage zur kalorischen Umwandlung eines anderen Energieträgers in elektrische Energie.

(2) Im Übrigen gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 6 ElWG.

Abgeltung für Engpassmanagementmaßnahmen

§ 3. (1) Die für Engpassmanagementmaßnahmen nutzbaren Anlagen sind durch den Regelzonenführer Entgeltklassen gemäß **Anlage** zuzuordnen. Diese Zuordnung durch den Regelzonenführer ist der Regulierungsbehörde vorzulegen. Alle technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter, die für die Zuordnung oder die Abgeltung relevant sind, sind durch den jeweiligen Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu melden und durch den Regelzonenführer zu prüfen. Die technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter sind durch den Regelzonenführer auf Anfrage der Regulierungsbehörde vorzulegen.

(2) Für die Abgeltung von Engpassmanagementmaßnahmen gelten die gemäß **Anlage** festgelegten Entgelte bzw. Berechnungsformeln als angemessen. Der Regelzonenführer hat alle für die Abwicklung des Abrufs der Engpassmanagementmaßnahme und der Abgeltung notwendigen Anforderungen und Regelungen hinsichtlich Datenquellen, Datenaustausch, Monitoring, Nicht-Erfüllung, sowie Rechnungslegung und Zahlung zu bestimmen.

(3) Die durch Engpassmanagementmaßnahmen verursachte positive oder negative Energiemenge ist in die Bilanzgruppe des Regelzonenführers („EPM-BG“) zu übertragen.

Inkrafttreten

§ 4. Diese Verordnung tritt mit dem der Kundmachung folgenden Tag in Kraft. Gleichzeitig tritt die Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der das Verfahren zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für die Leistungen der Erzeuger zur Beseitigung von Netzengpässen im Übertragungsnetz festgelegt wird, kundgemacht im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 077 am 17. April 2008, außer Kraft.

Anlage

Angemessenes Entgelt gemäß § 140 Abs. 3 EIWG

Für alle Arten von Entgeltklassen ist das Entgelt für die durch Engpassmanagementmaßnahmen verursachte positive oder negative Energiemenge in Form der Übertragung der Energiemenge gemäß § 3 Abs. 3 zu leisten. Als Ausgleich für dem Anlagenbetreiber zusätzlich entstandene wirtschaftliche Nachteile und Kosten oder ersparte wirtschaftliche Nachteile und Kosten werden je nach Entgeltklasse folgende spezifischen Abgeltungssätze (Kompensationszahlung) festgelegt:

Abschnitt 1

Erbringung von Flexibilitätsleistungen mit Stromerzeugungsanlagen und Elektrizitätsspeichereinrichtungen mit einer Maximalkapazität ab 1 MW gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 lit. b EIWG

Zum Zwecke der Ermittlung der spezifischen Abgeltung werden die für Engpassmanagement relevanten Stromerzeugungsanlagen und Elektrizitätsspeichereinrichtungen in folgende Entgeltklassen eingeteilt:

I. Entgeltklasse Wärmekraftwerke

Bei einer angeforderten Veränderung des Kraftwerkseinsatzes (Leistungserhöhung bzw. Leistungsreduktion) wird das anzuwendende Entgelt viertelstündlich (t) je nach Marktlage anhand des aktuellen Marktwertes der Energie im Spotsegment des Großhandelsmarktes oder der relevanten Grenzkosten errechnet:

$$KPZ_{BS,t} = \Delta P_t \cdot \max \left(\underbrace{VWAP_d(DA)}_{\text{Marktwert}}; \underbrace{\frac{p_{BS,d} + p_{CO2,d} \cdot EF_{BS}}{\eta(P_t)} + SK_t - SE_t}_{\text{Grenzkosten}} \right)$$

wobei gilt

$KPZ_{BS,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch ein Wärmekraftwerk differenziert nach Hauptbrennstoff (BS). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer über den Zeitraum der betreffenden Viertelstunde (t) angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zum Betriebspunkt ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t, in MWh).

$VWAP_d(DA)$ ist der anhand der viertelstündlichen brennstoffspezifischen Einspeisewerte mengengewichtete Durchschnittspreis (VWAP) der Day-Ahead-Marktkopplung (DA) des von der Engpassmanagementmaßnahme betroffenen Liefertages und der vorangegangenen sechs Liefertage (in EUR/MWh). Dieses Abgeltungselement repräsentiert das vorherrschende tagesvariable Spotpreinsniveau für Wärmekraftwerke (in EUR/MWh).

$p_{BS,d}$ beschreibt den tagesvariablen Brennstoffpreis (in EUR/MWh) des eingesetzten Hauptbrennstoffes anhand eines für den jeweiligen Brennstoff repräsentativen Börsenpreisindikators.

$p_{CO2,d}$ ist der tagesvariable CO_2 -Preis (in EUR/t $_{CO2}$) für den Ausgleich der durch den Wärmekraftwerkseinsatz entstehenden CO_2 -Emissionen.

EF_{BS} ist der für den jeweiligen Hauptbrennstoff anzusetzenden Emissionsfaktor (in t $_{CO2}$ /MWh). Dieser ist auf Grundlage des wissenschaftlichen Erkenntnisstandards als fester Wert anzulegen.

$\eta(P_t)$ ist die anlagenspezifische Kraftwerkseffizienz (Wirkungsgrad) der jeweiligen Anlage bei gegebener Leistungserbringung im Betriebspunkt P_t in der jeweiligen Viertelstunde (in Prozent).

SK_t beschreibt die durch die Engpassmanagementmaßnahme zusätzlich anfallenden sonstigen variablen Kosten (SK), welche im Kontext der Engpassmanagementmaßnahme in nachvollziehbarer Weise auf die jeweilige Viertelstunde umgelegt werden können (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig. Diese Komponente stellt jedenfalls einen technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter gemäß § 3 Abs. 1 dieser Verordnung dar.

SE_t beschreibt die durch die Engpassmanagementmaßnahme zusätzlich anfallenden sonstigen variablen Erlöse (SE), welche im Kontext der Engpassmanagementmaßnahme in nachvollziehbarer Weise auf die jeweilige Viertelstunde umgelegt werden können (in EUR/MWh). Diese Komponente stellt jedenfalls einen technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter gemäß § 3 Abs. 1 dieser Verordnung dar.

II. Entgeltklasse Elektrizitätsspeichieranlagen

1. Flexibilitätsleistungen durch Anpassung der Einspeisung

Bei der Ermittlung der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten durch die Erbringung von Flexibilitätsleistungen durch Anpassung der Einspeisung (E) von Elektrizitätsspeichieranlagen sind aufgrund endlicher Speicherressourcen konkurrierende Vermarktungsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Je nach Speicherklasse der Elektrizitätsspeichieranlage bestehen unterschiedliche zeitliche Verlagerungsmöglichkeiten des Energieinhaltes. Dies wird in den jeweiligen Abgeltungsansätzen berücksichtigt:

(a) Langfristspeicher

Bei einer angeforderten Veränderung der Einspeisung (Leistungserhöhung bzw. Leistungsreduktion) eines Langfristspeichers (LS) wird die anzuwendende Abgeltung anhand der Vermarktungsmöglichkeiten der vorhandenen Energieinhalte in Bezug auf Spotmarkt (Day-Ahead, Intraday) und Terminmarkt (mehrmonatige Verlagerungsoportunität) errechnet:

$$KPZ_{LS,E,t} = \Delta P_t \cdot \max \left(\underbrace{VWAP_d(DA)}_{\text{Day-Ahead}}; \underbrace{Q_t(ID)}_{\text{Intraday}}; \underbrace{F_d(MA) \cdot AF_m(MA)}_{\text{Terminmarkt}}; \underbrace{F_d(2MA) \cdot AF_m(2MA)}_{\text{Terminmarkt}} \right)$$

wobei gilt

$KPZ_{LS,E,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch Anpassung der Einspeisung eines Langfristspeichers (LS_E). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung durch Anpassung der Einspeisung im Vergleich zur Einspeisung ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t , in MWh).

$VWAP_d(DA)$ repräsentiert das allgemein vorherrschende tagesvariable Spotpreisniveau (Day-Ahead) für Langfristspeicher und entspricht einem mengengewichteten Durchschnittspreis (VWAP) des von der Engpassmanagementmaßnahme betroffenen Liefertages und der vorangegangenen sechs Liefertage (in EUR/MWh). Zur Berechnung im Kontext von Langfristspeichern sind die Viertelstundenpreise im Day-Ahead-Marktkopplung (DA) und die viertelstündlichen Einspeisewerte des Produktionstyps „Pumpspeicher“ heranzuziehen.

$Q_t(ID)$ entspricht dem 75%-Quantil (Q) des viertelstündlichen Intraday-Index bezogen auf die der Engpassmanagementmaßnahme folgenden 48 Viertelstunden (in EUR/MWh). Dies repräsentiert kurzfristige Vermarktungsmöglichkeiten auf dem Spotmarkt.

$F_d(MA)$ ist der aktuelle Settlementpreis (in EUR/MWh) des Base-Futures (F) für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).

$AF_m(MA)$ ist der errechnete Anpassungsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).

$F_d(2MA)$ ist der aktuelle Settlementpreis (in EUR/MWh) des Base-Futures (F) für österreichische Lieferung im zweiten Folgemonat (2-Month-Ahead).

$AF_m(2MA)$ ist der errechnete Anpassungsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im zweiten Folgemonat (2-Month-Ahead).

(b) Mittelfristspeicher

Bei einer Veränderung der Erzeugung (Leistungserhöhung bzw. Leistungsreduktion) eines Mittelfristspeichers (MS) wird die anzuwendende Abgeltung anhand der Vermarktungsmöglichkeiten der vorhandenen Energieinhalte in Bezug auf Spotmarkt (Day-Ahead, Intraday) und Terminmarkt (einmonatige Verlagerungsoportunität) errechnet:

$$KPZ_{MS,E,t} = \Delta P_t \cdot \max \left(\underbrace{VWAP_d(DA)}_{\text{Day-Ahead}}; \underbrace{Q_t(ID)}_{\text{Intraday}}; \underbrace{F_d(MA) \cdot AF_m(MA)}_{\text{Terminmarkt}} \right)$$

wobei gilt

$KPZ_{MS,E,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch Anpassung der Einspeisung eines Mittelfristspeichers (MS_E). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den

Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung durch Anpassung der Einspeisung im Vergleich zur Einspeisung ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t , in MWh).

$VWAP_d(DA)$ repräsentiert das allgemein vorherrschende tagesvariable Spotpreisniveau (Day-Ahead) für Mittelfristspeicher und entspricht einem mengengewichteten Durchschnittspreis (VWAP) des von der Engpassmanagementmaßnahme betroffenen Liefertages und der vorangegangenen sechs Liefertage (in EUR/MWh). Zur Berechnung im Kontext von Mittelfristspeichern sind die Viertelstundenpreise im Day-Ahead-Marktkopplung (DA) und die viertelstündlichen Einspeisewerte des Produktionstyps „Hydro-Speicher“ heranzuziehen.

$Q_t(ID)$ entspricht dem 75%-Quantil (Q) des viertelstündlichen Intraday-Index bezogen auf die der Engpassmanagementmaßnahme folgenden 48 Viertelstunden (in EUR/MWh). Dies repräsentiert kurzfristige Vermarktungsmöglichkeiten auf dem Spotmarkt.

$F_d(MA)$ ist der aktuelle Settlementpreis (in EUR/MWh) des Base-Futures (F) für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).

$AF_m(MA)$ ist der errechnete Anpassungsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).

(c) Kurzfristspeicher

Bei einer Veränderung der Einspeisung (Leistungserhöhung bzw. Leistungsreduktion) eines Kurzfristspeichers (KS) wird die anzuwendende Abgeltung anhand der Vermarktungsmöglichkeiten der vorhandenen Energieinhalte in Bezug auf den kurzfristigen Spotmarkt (Intraday) errechnet:

$$KPZ_{KS_E,t} = \Delta P_t \cdot \underbrace{Q_t(ID)}_{\text{Intraday}}$$

wobei gilt

$KPZ_{KS_E,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch Anpassung der Einspeisung eines Kurzfristspeichers (KS_E). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung durch Anpassung der Erzeugung im Vergleich zur Erzeugung ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t , in MWh).

$Q_t(ID)$ entspricht dem 75%-Quantil (Q) des viertelstündlichen Intraday-Index bezogen auf die der Engpassmanagementmaßnahme folgenden 48 Viertelstunden (in EUR/MWh). Dies repräsentiert kurzfristige Vermarktungsmöglichkeiten auf dem Spotmarkt.

2. Flexibilitätsleistungen durch Anpassung des Bezugs

Bei einer angeforderten Veränderung des Bezugs (B) wird die Speicherbefüllung bzw. -ladung beeinflusst. Um eine konsistente Bewertung zu gewährleisten, kommt es wiederum zur Bewertung der Auswirkung auf den Speicherinhalt, der aufgrund endlicher Speicherressourcen konkurrierende Vermarktungsmöglichkeiten aufweist. Im Falle einer Bezugserhöhung sind dem Anlagenbetreiber dadurch anfallende zusätzliche Netzkosten zu erstatten. Je nach Speicherklasse der Elektrizitätsspeicheranlage bestehen unterschiedliche zeitliche Verlagerungsmöglichkeiten.

(a) Langfristspeicher

Die anzuwendende Abgeltung eines Langfristspeichers (LS) wird anhand der marktlichen Bewertung der Energiespeicherinhalte in Bezug auf Spotmarkt (Day-Ahead, Intraday) und Terminmarkt (mehrmonatige Verlagerungsoportunität) errechnet:

$$KPZ_{LS_B,t} = \Delta P_t \cdot VF \cdot \max \left(\underbrace{VWAP_d(DA)}_{\text{Day-Ahead}}; \underbrace{Q_t(ID)}_{\text{Intraday}}; \underbrace{F_d(MA) \cdot AF_m(MA); F_d(2MA) \cdot AF_m(2MA)}_{\text{Terminmarkt}} \right)$$

wobei gilt

$KPZ_{LS_B,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch Anpassung des Bezugs eines Langfristspeichers (LS_B). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den

Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zum Wert ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t , in MWh), wobei die Leistungserhöhung einer Bezugsreduktion bzw. die Leistungsreduktion einer Bezugserhöhung entspricht.

VF ist der anzuwendende Verlustfaktor des Langfristspeichers (in Prozent). Je nach Speichertyp werden hierbei Speicherverluste bezogen auf den vermarktaren Speicherinhalt abgebildet. VF stellt jedenfalls einen technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter gemäß § 3 Abs. 1 dieser Verordnung dar.

$VWAP_d(DA)$ repräsentiert das allgemein vorherrschende tagesvariable Spotpreisniveau (Day-Ahead) für Langfristspeicher und entspricht einem mengengewichteten Durchschnittspreis (VWAP) des von der Engpassmanagementmaßnahme betroffenen Liefertages und der vorangegangenen sechs Liefertage (in EUR/MWh). Zur Berechnung im Kontext von Langfristspeichern sind die Viertelstundenpreise im Day-Ahead-Marktkopplung (DA) und die viertelstündlichen Einspeisewerte des Produktionstyps „Pumpspeicher“ heranzuziehen.

$Q_t(ID)$ entspricht dem 75%-Quantil (Q) des viertelstündlichen Intraday-Index bezogen auf die der Engpassmanagementmaßnahme folgenden 48 Viertelstunden (in EUR/MWh). Dies repräsentiert kurzfristige Vermarktungsmöglichkeiten auf dem Spotmarkt.

$F_d(MA)$ ist der aktuelle Settlementpreis (in EUR/MWh) des Base-Futures für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).

$AF_m(MA)$ ist der errechnete Anpassungsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).

$F_d(2MA)$ ist der aktuelle Settlementpreis (in EUR/MWh) des Base-Futures für österreichische Lieferung im zweiten Folgemonat (2-Month-Ahead).

$AF_m(2MA)$ ist der errechnete Anpassungsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im zweiten Folgemonat (2-Month-Ahead).

(b) Mittelfristspeicher

Die anzuwendende Abgeltung eines Mittelfristspeichers (MS) wird anhand der marktlichen Bewertung der Energiespeicherinhalte in Bezug auf Spotmarkt (Day-Ahead, Intraday) und Terminmarkt (einmonatige Verlagerungsoportunität) errechnet:

$$KPZ_{MS,B,t} = \Delta P_t \cdot VF \cdot \max \left(\underbrace{VWAP_d(DA)}_{\text{Day-Ahead}}; \underbrace{Q_t(ID)}_{\text{Intraday}}; \underbrace{F_d(MA) \cdot AF_m(MA)}_{\text{Terminmarkt}} \right)$$

wobei gilt

$KPZ_{MS,B,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch Anpassung des Bezugs eines Mittelfristspeichers (MS_B). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zum Wert ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t , in MWh), wobei die Leistungserhöhung einer Bezugsreduktion bzw. die Leistungsreduktion einer Bezugserhöhung entspricht.

VF ist der auf den Bezug bezogene Verlustfaktor des Mittelfristspeichers (in Prozent). Je nach Speichertyp werden hierbei Speicherverluste bezogen auf den vermarktaren Speicherinhalt abgebildet. VF stellt jedenfalls einen technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter gemäß § 3 Abs. 1 dieser Verordnung dar.

$VWAP_d(DA)$ repräsentiert das allgemein vorherrschende tagesvariable Spotpreisniveau (Day-Ahead) für Mittelfristspeicher und entspricht einem mengengewichteten Durchschnittspreis (VWAP) des von der Engpassmanagementmaßnahme betroffenen Liefertages und der vorangegangenen sechs Liefertage (in EUR/MWh). Zur Berechnung im Kontext von Mittelfristspeichern sind die Viertelstundenpreise im Day-Ahead-Marktkopplung (DA) und die viertelstündlichen Einspeisewerte des Produktionstyps „Hydro-Speicher“ heranzuziehen.

$Q_t(ID)$ entspricht dem 75%-Quantil (Q) des viertelstündlichen Intraday-Index bezogen auf die der Engpassmanagementmaßnahme folgenden 48 Viertelstunden (in EUR/MWh). Dies repräsentiert kurzfristige Vermarktungsmöglichkeiten auf dem Spotmarkt.

$F_d(MA)$ ist der aktuelle Settlementpreis (in EUR/MWh) des Base-Futures für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).

$AF_m(MA)$ ist der errechnete Anpassungsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).

(c) Kurzfristspeicher

Die anzuwendende Abgeltung eines Kurzfristspeichers (KS) wird anhand der marktlichen Bewertung der Energiespeichereinhalte in Bezug auf kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten auf dem Spotmarkt (Intraday) errechnet:

$$KPZ_{KS_B,t} = \Delta P_t \cdot VF \cdot \underbrace{Q_t(ID)}_{Intraday}$$

wobei gilt

$KPZ_{KS_B,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch Anpassung des Bezugs eines Kurzfristspeichers (KS_B). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zum Wert ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t , in MWh), wobei die Leistungserhöhung einer Bezugsreduktion bzw. die Leistungsreduktion einer Bezugserhöhung entspricht.

VF ist der anzuwendende Verlustfaktor des Kurzfristspeichers (in Prozent). Je nach Speichertyp werden hierbei Speicherverluste bezogen auf den vermarktaren Speichereinhalt abgebildet. VF stellt jedenfalls einen technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter gemäß § 3 Abs. 1 dieser Verordnung dar.

$Q_t(ID)$ entspricht dem 75%-Quantil (Q) des viertelstündlichen Intraday-Index bezogen auf die der Engpassmanagementmaßnahme folgenden 48 Viertelstunden (in EUR/MWh). Dies repräsentiert kurzfristige Vermarktungsmöglichkeiten auf dem Spotmarkt.

III. Entgeltklasse dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung

(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. Die Lieferverträge gemäß Vermarktungsfahrplans können folglich erfüllt werden, lediglich erzeugungsabhängige Komponenten müssen berücksichtigt werden. Aus Sicht des Anlagenbetreibers besteht einerseits ein Erlösentgang durch nicht generierte erneuerbare Herkunftsnachweise und andererseits eine Kostenersparnis durch nicht zu leistende Netzkosten. Diese beiden Komponenten werden bei der Abgeltungsregelung gegenübergestellt:

$$KPZ_{DEE_MA_LR,t} = \Delta P_t \cdot (NK_t - HKN_t)$$

wobei gilt

$KPZ_{DEE_MA_LR,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunde t für die Abgeltung einer Leistungsreduktion (LR) durch Reduktion dargebotsabhängiger erneuerbarer Einspeisung einer Marktanlage (DEE_MA). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsreduktion im Vergleich zum Fahrplan des Abrufzeitpunktes (je Viertelstunde, in MWh).

NK_t entspricht den entgangenen Netzkosten der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

HKN_t entspricht dem Wert der nicht generierten Herkunftsnachweise (HKN) der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh).

(b) Leistungsreduktion von Marktprämienanlagen

Bei Engpassmanagementmaßnahmen durch erneuerbare Anlagen, die der Marktprämie gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), BGBl. I Nr. 150/2021, unterliegen, kommt folgende Abgeltungsregelung zur Anwendung.

Bei einer Leistungsreduktion im Vergleich zum relevanten Fahrplan des Abrufzeitpunktes wird die daraus resultierende Fehlmenge vom Regelzonenführer mittels EPM-BG ausgeglichen. Im Vergleich zu Marktanlagen erweitern sich die erzeugungsabhängigen Komponenten bei Marktprämienanlagen (MPA) um entgangene Prämienentgelte. Aus Sicht des Anlagenbetreibers besteht neben dem Erlösentgang durch nicht generierte erneuerbare Herkunftsnachweise nun zusätzlich ein Prämienentgang. Kostenseitig besteht weiterhin ein Ersparnis durch nicht zu leistende Netzkosten. Diese Komponenten werden bei der Entgeltregelung gegenübergestellt:

$$KPZ_{DEE_MPA_LR,t} = \Delta P_t \cdot (NK_t - HKN_t - MP_t)$$

wobei gilt

$KPZ_{DEE_MPA_LR,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunde t für die Abgeltung einer Leistungsreduktion (LR) durch Reduktion dargebotsabhängiger erneuerbarer Einspeisung einer Marktprämienanlage (DEE_MPA). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsreduktion im Vergleich zum Fahrplan des Abrufzeitpunktes (je Viertelstunde, in MWh).

NK_t entspricht den entgangenen Netzkosten der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

HKN_t entspricht dem Wert der nicht generierten Herkunftsnachweise (HKN) der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh).

MP_t entspricht dem Wert der nicht generierten Marktprämie (MP) gemäß § 11 EAG der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Anlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh).

(c) Leistungsreduktion von Förderanlagen

Bei Engpassmanagementmaßnahmen durch erneuerbare Anlagen, die geförderten Einspeisetarife oder der Marktpreisvergütung gemäß § 41 Abs. 1 Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012), BGBl. I Nr. 75/2011, unterliegen, kommt folgende Entgeltregelung zur Anwendung.

Bei einer Leistungsreduktion im Vergleich zum relevanten Fahrplan des Abrufzeitpunktes wird die daraus resultierende Fehlmenge vom Regelzonenführer mittels EPM-BG ausgeglichen. Die erzeugungsabhängigen Komponenten bei Förderanlagen (FA) umfassen neben Netzkosten auch den jeweiligen Förderbetrag (FB). Erneuerbare Herkunftsnachweise sind für Anlagenbetreiber von Förderanlagen nicht relevant. Es werden lediglich Netzkosten und Förderbetrag bei der Entgeltregelung gegenübergestellt:

$$KPZ_{DEE_FA_LR,t} = \Delta P_t \cdot (NK_t - FB_t)$$

wobei gilt

$KPZ_{DEE_FA_LR,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunde t für die Abgeltung einer Leistungsreduktion (LR) durch Reduktion dargebotsabhängiger erneuerbarer Einspeisung einer Förderanlage (DEE_FA). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsreduktion im Vergleich zum Fahrplan des Abrufzeitpunktes (je Viertelstunde, in MWh).

NK_t entspricht den entgangenen Netzkosten der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

FB_t entspricht dem Wert des anzuwendenden Förderbetrags (FB) der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Anlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh).

(d) Leistungserhöhung

Eine Leistungserhöhung ist in speziellen Marktsituationen möglich und betrifft folglich vorrangig Marktanlagen. Falls der Anlagenbetreiber im Zuge niedriger Marktpreise selbst eine Einspeisereduktion vorsieht, kann der Regelzonenführer zur Durchführung einer Engpassmanagementmaßnahme dieser Reduktion entgegenwirken um eine Leistungserhöhung (LE) zu erwirken. Die durch diese Maßnahme

zusätzliche Einspeisung an die EPM-BG des Regelzonenführers übertragen. Dabei werden Herkunftsnachweise für den Anlagenbetreiber generiert und es sind zusätzliche Netzkosten zu tragen. Durch das Entgegenwirken des Regelzonenführers zur Leistungserhöhung wird die Differenz aus Netzkosten und Herkunftsnachweisen berücksichtigt:

$$KPZ_{DEF_LE,t} = \Delta P_t \cdot (NK_t - HKN_t)$$

wobei gilt

$KPZ_{DEF_LE,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunde t für die Abgeltung einer Leistungserhöhung durch Erhöhung dargebotsabhängiger erneuerbarer Einspeisung (DE_LE). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungserhöhung im Vergleich zum Fahrplan des Abrufzeitpunktes (je Viertelstunde, in MWh).

NK_t entspricht den zusätzlichen Netzkosten der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

HKN_t entspricht dem Wert der zusätzlich generierten Herkunftsnachweise (HKN) der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh).

(e) Sonderregelung für Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb

Bei Laufwasserkraftwerken mit Schwellbetrieb wird grundsätzlich von Marktanlagen ausgegangen. Durch Anpassungen des Schwellbetriebs besteht gewisse Flexibilität für Leistungserhöhungen und Leistungsreduktionen, sowie kurzfristige Verlagerungsmöglichkeiten. Dadurch erfolgt kein Verlust von erneuerbaren Herkunftsnachweisen. Aufgrund dieser Eigenschaften sind Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb im Rahmen dieser Verordnung der Entgeltklasse Kurzfristspeicher in Bezug auf Flexibilitätsleistungen durch Anpassung der Einspeisung zuzuordnen.

Abschnitt 2

Flexibilitätsleistungen von Netzbenutzern gemäß § 140 Abs. 1 Z 2 ElWG, sofern alle anderen Möglichkeiten und insbesondere jene gemäß Z 1 ausgeschöpft sind

Im Falle der Anweisung von Erzeugern und Elektrizitätsspeicheranlagen, die nicht durch Abschnitt 1 umfasst sind, sollen jene Entgeltklassen und -regelungen zur Anwendung kommen, welche in Abschnitt 1 dargelegt wurden.

Bei Anweisung von Verbrauchern (VB) gelten folgende Entgeltgrundsätze:

$$KPZ_{VB,t} = \Delta P_t \cdot W_{VB,t}$$

wobei gilt

$KPZ_{VB,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunden t durch die Erbringung der Flexibilitätsleistung durch einen Verbraucher. Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zum Wert ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t , in MWh), wobei die Leistungserhöhung einer Bezugsreduktion bzw. die Leistungsreduktion einer Bezugserhöhung entspricht.

$W_{VB,t}$ beschreibt den durch die Anweisung anfallenden Wert (W) des Zusatz- bzw. Minderverbrauchs des Verbrauchers bezogen auf die jeweilige Viertelstunde (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

Abschnitt 3

Erzeuger oder Entnehmer, die nach erfolgter Bedarfsermittlung nach § 143 ElWG gemäß den Vorgaben des § 144 zur Vorhaltung zusätzlicher Erzeugungsleistung oder gesichert reduzierbarer Verbrauchsleistung beschafft wurden

Es handelt sich um Netzreserveanlagen, die zur Vorhaltung für Engpassmanagementmaßnahmen durch den Regelzonenführer kontrahiert wurden. Für derartige Anlagen besteht ein Marktverbot. Somit ist die

gelieferte Energie im Unterschied zu Marktkraftwerken (siehe Regelungsgegenstand 1) nicht anhand von Marktwerten zu errechnen, sondern erfolgt kostenbasiert:

$$KPZ_{NA,i,t} = \Delta P_{NA,i,t} \cdot GK_{NA,i,t}$$

wobei gilt

$KPZ_{NA,i,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstundenbasis t durch die Erbringung der Flexibilitätsleistung durch eine Netzreserveanlage (NA) differenziert nach zugehöriger Entgeltklasse (i). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

$\Delta P_{NA,i,t}$ beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zur geplanten Leistungserbringung ohne Anweisung (Viertelstunde t , in MWh).

$GK_{NA,i,t}$ beschreibt die durch die Anweisung zusätzlich anfallenden variablen Kosten (Grenzkosten) differenziert nach zugehöriger Entgeltklasse (i) und bezogen auf die jeweilige Viertelstunde (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.

Bei Anweisung von Netzreserveanlagen zur Lösung eines Netzengpasses ist zusätzlich zu obiger Entgeltregelung ein Beitrag zur verursachergerechten Umlage von Netzreservekosten vom Anforderer (verursachender Netzbetreiber) einzuheben:

$$UB_{NA,t} = \frac{NRK_m}{2} \cdot \frac{EPM_t(NA)}{EPM_m(gesamt)}$$

wobei gilt

$UB_{NA,t}$ ist der vom Verursacher einzuhebende Umlagebeitrag (UB) je Viertelstunde (t) bei Einsatz einer Netzreserveanlage (NA) zur Lösung eines Netzengpasses (in EUR).

NRK_m bezeichnet die Netzreservekosten im betreffenden Monat je Anlage (in EUR).

$EPM_m(gesamt)$ ist die Gesamtsumme aller im Netzgebiet des österreichischen Übertragungsnetzes durchgeführten Engpassmanagementmaßnahmen im betreffenden Monat (in MWh).

$EPM_t(NA)$ ist die Energiemenge je Viertelstunde (t) der durchgeführten Engpassmanagementmaßnahme einer Netzreserveanlage zur Lösung eines Netzengpasses (in MWh).

Hintergrund:

Mit dem Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG), BGBl. I Nr. 91/2025, wurde die Rechtsgrundlage für die Erbringung des Engpassmanagements im Übertragungsnetz, die bisher in § 23 Abs. 2 Z 5 und Abs. 9 ELWOG 2010 geregelt war, mit Änderungen in § 140 EIWG überführt. Gleichzeitig wurde eine Verordnungsermächtigung für die Regulierungsbehörde geschaffen, das Verfahren für die Ermittlung des angemessenen Entgelts für die Engpassmanagementdienstleistungen festzulegen, wobei als Basis die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten der Erzeuger, die durch diese Leistungen verursacht werden, heranzuziehen sind.

Inhalt:

Mit der vorliegenden Verordnung wird das angemessene Entgelt für Engpassmanagementdienstleistungen bestimmt.

Alternativen:

Keine.

Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Österreich:

Eine kosteneffizientes und effektives Engpassmanagement liefert einen unabdingbaren Beitrag für ein sicheres und leistungsfähiges Übertragungsnetz und das Funktionieren eines liberalisierten Elektrizitätsmarktes, welcher sich positiv auf die Gesamtwirtschaft auswirkt. Durch die Miteinbeziehung der Besonderheiten von Stromerzeugung, Speicherung und regelbaren Verbrauchsanlagen wird die Transparenz und Sachgerechtigkeit der Abgeltung für Engpassmanagementdienstleistungen erhöht. Diese Transparenz unterstützt auch das Ziel, die Stromversorgung bis zum Jahr 2030 (bilanziell) ausschließlich mit Erneuerbaren zu bewerkstelligen.

Finanzielle Auswirkungen:

Die vorgesehenen Regelungen haben keine unmittelbaren Auswirkungen auf Bundes- oder Landesbudgets.

Verhältnis zu Rechtsvorschriften der Europäischen Union:

Diese Verordnung beruht auf dem EIWG, das die Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung), ABl. Nr. L 158 vom 14.06.2019 S. 125, in der Fassung der Richtlinie (EU) 2024/1711, ABl. Nr. L, 2024/1711, 26.06.2024 S. 1, und die Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), ABl. Nr. L 328 vom 21.12.2018 S. 82, in der Fassung der Richtlinie (EU) 2024/1711, ABl. Nr. L, 2024/1711, 26.06.2024 S. 1, umsetzt.

Besonderheiten des Normsetzungsverfahrens:

Die Verordnung wird gemäß § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010, zuletzt geändert durch das Bundesgesetz BGBl. I Nr. 13/2026, vom Vorstand der E-Control erlassen. Gemäß § 36 Abs. 3 erster Satz E-ControlG hat die Regulierungsbehörde vor der Erlassung von Verordnungen eine öffentliche Begutachtung mit angemessener Frist durchzuführen. Darüber hinaus ist die Verordnung gemäß § 19 Abs. 2 E-ControlG im Regulierungsbeirat zu erörtern.

**Energie-Control Austria
für die Regulierung der Elektrizitäts-, Gas- und Wasserstoffwirtschaft (E-Control)**

Wien, am 1. Juli 2026

Der Vorstand

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstand

Dipl.-Ing. Mag. Michael Strebl
Vorstand

elektronisch gefertigt

elektronisch gefertigt

Erläuterungen

Allgemeiner Teil

Durch den definierenden Charakter der Energieform Strom als leitungsgebundenes Gut nimmt die vorhandene Netzinfrastruktur eine zentrale Rolle zur Abwicklung der handelsbasierten Marktallokation („Dispatch“) ein. Aus technischer Perspektive liegen durch die vorhandene Infrastruktur Restriktionen für den Stromaustausch vor. Die Handelstätigkeit im Stromgroßhandel basiert wiederum auf der grundsätzlichen Definition von Gebotszonen, innerhalb derer uneingeschränkter Handel stattfinden kann. Zonenüberschreitender Handel ist im Rahmen der europäischen Marktkopplung möglich. Die österreichische Gebotszone ist integraler Bestandteil der Marktkopplung und verfügt aufgrund der zentraleuropäischen Lage und der früheren Ausgestaltung einer gemeinsamen Gebotszone mit Deutschland über ein hohes Ausmaß zonenübergreifender Handelsmöglichkeiten. Obwohl bei zonenübergreifenden Handelstätigkeiten Netzrestriktionen vorgegeben bzw. mitberücksichtigt werden, kommt es aufgrund einer Vielzahl von Gründen zu Dispatch-Ergebnissen, die zu Überlastungen von einzelnen oder mehreren Netzelementen führen würden. Man spricht in diesem Zusammenhang von Netzengpässen. Es ist die Aufgabe der Netzbetreiber derartige Engpässe anhand von modellbasierten Netzanalysen frühzeitig zu erkennen und im Bedarfsfall Gegenmaßnahmen einzuleiten (Engpassmanagement, engl. „Redispatch“).

Mit der vorliegenden Verordnung werden Verfahren zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für die Flexibilitätsleistungen im Kontext des Engpassmanagement festgelegt. Als Basis sind hierfür die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten heranzuziehen, die durch diese Leistungen verursacht werden. Zudem ist sicherzustellen, dass der Einspeisung von Elektrizität auf der Grundlage von erneuerbaren Energiequellen ein Vorrang einzuräumen ist und bei Anweisungen gegenüber Betreibern von KWK-Anlagen die Sicherheit der Fernwärmeversorgung nicht gefährdet wird. Diese Verfahren wurden gemäß den gesetzlich vorgesehenen Regelungsgegenständen abgegrenzt.

Zu § 140 ElWG (Engpassmanagement im Übertragungsnetz): Der bisherige § 23 Abs. 2 Z 5 ElWOG 2010 soll herausgelöst und als selbstständige Bestimmung konzipiert werden. Bisherige Engpassmanagement-Verträge gelten nunmehr als Verträge über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen und sind grundsätzlich im Rahmen des § 140 in Verbindung mit § 142 über die Flexibilitätsplattform zu beschaffen. Hinsichtlich der Vergütung ist zu differenzieren: Kleine Stromerzeugungs- und Elektrizitätsspeichereinrichtungen unter 1 MW sind nach den allgemeinen Regeln für Flexibilitätsleistungen marktbasiert zu vergüten. Für große Stromerzeugungs- und Elektrizitätsspeichereinrichtungen ab 1 MW gilt wie bisher die Verpflichtung zur Abgeltung wirtschaftlicher Nachteile und Kosten (Nachteilsausgleich). Gleiches gilt auch für alle Anlagen, die gemäß § 140 Abs. 1 Z 2 ElWG außerhalb von Verträgen gemäß Z 1 auf Anordnung des Regelzonenführers Leistungen erbringen (vgl. bisher § 23 Abs. 9 ElWOG 2010). Generell soll mit der kostenmäßigen Begrenzung auf einen Nachteilsausgleich strategisches Bieterverhalten unterbunden werden.

Besonderer Teil

Zu den Bestimmungen im Einzelnen:

Zu § 1:

Die gegenständliche Verordnung trifft Regelungen zur Festlegung des angemessenen Entgelts für im Fall eines Engpassmanagementabrufs („EPM-Abrufs“) im Fall eines Redispatchbedarfes. Ein EPM-Abruf ist auf Grundlage eines EPM-Vertrages zwischen dem Regelzonenführer und dem EPM-Dienstleister möglich (§ 1 Z 1) oder ohne vertragliche Grundlage aufgrund einer sog. „Einweisung“ durch den Regelzonenführer, dh. bei Anordnung von Flexibilitätsleistungen von Netzbenutzern gemäß § 140 Abs. 1 Z 2 ElWG (§ 1 Z 2); letzteres hat insb. dann zu erfolgen, wenn ein Redispatchbedarf besteht und alle anderen Möglichkeiten und insbesondere jene gemäß § 1 Z 1 ausgeschöpft sind. Als zusätzlicher Regelungstatbestand erwähnt die Verordnungsermächtigung des § 140 Abs. 3 ElWG Netzreservebringer gemäß §§ 143 ff ElWG.

Zu § 2:

Anlagen innerhalb der gleichen Entgeltklasse sind bei Einsatz für Engpassmanagementmaßnahmen anhand der jeweiligen Entgeltregelungen in gleicher Weise abzuwickeln.

Zu Z 3: Durch die an die TOR-Begriffe angelehnte Definition eines Elektrizitätsspeichers wird klargestellt, dass nur jene Speicherformen, in welchen elektrische Energie aus dem Stromnetz

zwischen gespeichert und nachher alternativlos wieder in das Stromnetz rückgespeist werden muss, wie insbesondere Wasserspeicherkraftwerke oder Batteriespeicher mit eigenem Zählpunkt, von der Speicherdefinition umfasst sind. Andere Arten von Speicheranlagen, wie etwa Elektrolyseure, sind keine Speicher, sondern in Bezug auf den Stromverbrauch Verbrauchsanlagen und in Bezug auf die Rückverstromung Erzeuger.

Zu § 3:

Für die Abgeltung von EPM-Abrufen auf Basis einer Anordnung gemäß § 140 Abs. 1 Z 2 ElWG legt Abs. 1 in Verbindung mit der **Anlage** das für diesen Fall gebührende Entgelt fest. Das Entgelt erfolgt grundsätzlich durch eine Lieferung von Strom „in kind“ aus der EPM-BG an die Bilanzgruppe der abgerufenen EPM-Anlage; mit dieser Übertragung wird ermöglicht, das ursprüngliche Geschäft des EPM-Anlagenbetreibers abzuwickeln. Da je nach EPM-Abrufrichtung und Entgeltklasse zusätzliche wirtschaftliche Nachteile und Kosten bzw. wirtschaftliche Vorteile und Erlöse für den EPM-Dienstleister entstehen, wird entgeltklassenspezifisch eine zusätzliche Kompensationszahlung zur Vermeidung von Härtefällen bzw. Überkompensationen festgelegt.

Im Fall eines EPM-Abrufs auf vertraglicher Grundlage gemäß § 140 Abs. 1 Z 1 lit. b ElWG erfolgt eine EPM-Abgeltung auf Basis vertraglicher Vereinbarungen. In diesem Fall gelten die Abs. 2 in Verbindung mit der **Anlage** festgelegten Entgelte als angemessen. Diese sind somit zusammen mit dem Ausgleich durch die EPM-BG jene Entgelte, die im Rahmen von Verträgen gemäß § 1 Z 1 als angemessen im Sinne des § 138 ElWG anzusehen sind bzw. die bei Anordnungen von Netzbenutzern gemäß § 1 Z 2 und bei Einsatz von Netzreserveanlagen gemäß § 1 Z 3 zur Anwendung kommen. Bei jenen Abgeltungen, denen keine Abgeltung im engeren Sinn, sondern eine Berechnungsformel festgelegt wird, gilt die jeweilige verordnete Berechnungsformel zusammen mit dem Ausgleich durch die EPM-BG als angemessenes Entgelt. Die in dieser Verordnung festgelegten Entgeltregelungen stellen die Basis für das vertragliche Engpassmanagement dar und dient der Standardisierung und Objektivierung der Entgeltbestimmung. Der Zweck des § 140 Abs. 2 und 3 ElWG liegt im Schutz der Anlagenbetreiber durch einen objektiven Maßstab des angemessenen Entgelts sowie im Schutz der Netzbenutzer vor unangemessenen Kosten. Zudem soll eine transparente und nicht-diskriminierende Abgeltung erreicht werden (wie auch in Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), ABl. Nr. L 158 vom 14.06.2019 S. 54, geregelt) - insbesondere soll eine Differenzierung bei der Abgeltung von Maßnahmen im Rahmen des vertraglichen Engpassmanagements und der Anordnung ausgeschlossen werden. Diese Zielsetzungen können nur dann vollständig erreicht werden, wenn die verordneten Entgeltregelungen konsequent und einheitlich zur Anwendung kommen und nicht durch bestehende vertragliche Sonderregelungen unterlaufen werden. Sollte eine höhere vertragliche Abgeltung zur Auszahlung gelangen, ist dies zwar gesetzlich nicht verboten, kann jedoch im Verfahren zur Kostenprüfung als unangemessene Kosten im Sinne des § 138 ElWG zum Abzug gebracht werden.

Alle für die Abwicklung des EPM-Abrufs und der Abgeltung notwendigen Anforderungen und Regelungen hinsichtlich Datenaustausch, Monitoring, Nicht-Erfüllung, sowie auch Rechnungslegung und Zahlung der gemäß der **Anlage** resultierenden Entgelte sind durch den Regelzonenführer zu bestimmen. Die hierfür notwendigen technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter sind durch den Regelzonenführer in einer Art und Weise zu definieren, die eine ad-hoc Abwicklung der Engpassmanagementmaßnahme ermöglichen.

Zu § 4:

Da eine Anpassung von EPM-Verträgen an die in der Verordnung normierten Entgelte nicht rechtlich geboten ist, wird hierfür auch keine Übergangsbestimmung festgelegt. Sofern eine Anpassung der jeweils geltenden EPM-Verträge unverzüglich an die verordneten Entgelte erfolgt, liegt für diesen Anpassungszeitraum keine Kostenunangemessenheit vor.

Zur Anlage: Angemessenes Entgelt gemäß § 140 Abs. 3 ElWG

Die dargelegten Entgeltregelungen dienen dem Zweck der Objektivierung und Standardisierung wirtschaftlicher Nachteile und Kosten im Zuge von Engpassmanagementmaßnahmen. Zu diesem Zweck werden vergleichbare Anlagen in Entgeltklassen zusammengefasst, die sich hinsichtlich der anzulegenden Bewertung der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten unterscheiden. In jeder Entgeltklasse werden technische und marktliche Möglichkeiten berücksichtigt bzw. transparente und relevante Indikatoren zur Bewertung der gelieferten Energie herangezogen. Die jeweilige marktliche Beurteilung zielt darauf ab, jenen Wert abzubilden, zu dem die betroffene Anlage bzw. vergleichbare Anlagen die angeforderte Leistung im marktlichen Umfeld erbracht hätten. Sollte eine marktliche Bewertung nicht möglich bzw. nicht sachgerecht sein, kommt es entweder zu kostenbasierten Bewertungen oder zur Berücksichtigung spezifischer Fördersystematiken.

Das Entgelt für einen EPM-Abruf besteht darin, dass die abgerufene Anlage durch den Mengenausgleich gemäß § 3 Abs. 3 so gestellt wird wie ohne EPM-Abruf, womit die ursprüngliche Vermarktung der Anlage laut Fahrplan mitsamt dem darin enthaltenem inhärenten Gewinn durchgeführt werden kann. Über diesen entgeltlichen Mengenausgleich hinausgehende Mehr- oder Minderkosten bzw. -erlöse werden durch eine technologiespezifische und abrufspezifische Kompensationszahlung ausgeglichen. Die Entgeltregelungen wurden grundsätzlich auf Viertelstundenbasis (t) spezifiziert und sind somit in Einklang mit der Zeitauflösung der Fahrplanerstellung. Auch das Entgelt in Form des Ausgleichs durch die EPM-BG hat viertelstundengenau zu erfolgen. Die viertelstündlichen Entgeltregelungen enthalten jedoch auch Parameter anderer zeitlicher Auflösungen (Tageswerte, Monatswerte). Dies ergibt sich einerseits aus der zugrundeliegenden Datenverfügbarkeit von marktlichen Indikatoren, andererseits aus der Anwendung gewisser Berechnungen (Durchschnittsbildung etc.). In den Entgeltregelungen ist die Zeitauflösung bei jedem Parameter mittels Indexierung angegeben (bei Parametern ohne entsprechende Indexierung handelt es sich um Fixwerte). In der konkreten Abwicklung der Entgeltregelungen sind Tageswerte (d) invariabel am jeweiligen Tag der Engpassmanagementmaßnahme bzw. Monatswerte (m) invariabel über den jeweiligen Monat anzuwenden. Für jeden Parameter sind die jeweils letztgültigen Werte zu verwenden. Bei der Bewertung des vorherrschenden Day-Ahead-Spotpreinsniveaus auf Basis der VWAP-Ermittlung sind die viertelstündlichen Day-Ahead-Preise der grenzüberschreitenden Marktkopplungsauktion (Single-Day-Ahead-Coupling, „SDAC“) zu verwenden. Mengenseitig kommen auch Einspeisewerte unterschiedlicher Produktionstypen zur Anwendung. Für diese Einspeisewerte sind die Netto-Kraftwerkseinspeisungen in die Regelzone APG des genannten Produktionstyps heranzuziehen, die im Bereich Markttransparenz durch den Regelzonenführer veröffentlicht werden (siehe „Erzeugung pro Produktionstyp“). Die für die Abgeltung konkreter Engpassmanagementmaßnahmen verwendeten Werte sind durch den Regelzonenführer im Rahmen des Abwicklungsprozesses zu plausibilisieren.

Zur Bewertung der kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten im Kontext einer Engpassmanagementmaßnahme sind die (grenzüberschreitenden) Handelsabschlüsse im Intraday-Markt in den letzten drei Stunden vor Lieferung heranzuziehen. Hierfür ist ein geeigneter viertelstündlicher Intraday-Index zu wählen, der Handelsabschlüsse über alle relevanten NEMOs („Nominated Electricity Market Operators“) beinhaltet. Diesen Vorgaben entspricht der Intraday-Index „ID15“, der durch die APCS Power Clearing and Settlement AG (APCS) publiziert wird.

Sollte einer der explizit genannten Indikatoren (Preise, Einspeisewerte etc.) zukünftig nicht mehr zur Verfügung stehen oder durch einen anderen relevanteren Indikator abgelöst werden, kann der Regelzonenführer in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde, eine entsprechende Anpassung vornehmen.

Bei marktlichen Bewertungen wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass Netzkosten bereits in den herangezogenen Preisindikatoren enthalten sind. Wenn im Falle von notwendigen Kostenbewertungen bzw. erzeugungsabhängigen Komponenten die Berücksichtigung von Netzkosten vorgesehen ist, sind die Bestimmungen der geltenden Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V), BGBl. II Nr. 398/2017, anzuwenden.

Die Festlegung von Abgeltungssätzen erfolgt für alle denkmöglichen Formen von EPM-Abrufen und Technologien an EPM-Anlagen. Bei EPM-Abrufen obliegt es dem Regelzonenführer in einem multidimensionalen Lösungsraum, nach den gesetzlichen Kriterien die im jeweiligen Einzelfall „richtige“ EPM-Anlage abzurufen. Das Gesetz erwähnt in diesem Zusammenhang den Vorrang von EPM-Abrufen aufgrund eines EPM-Vertrages vor einer Einweisung (sh. § 140 Abs. 1 Z 2 ElWG), den Vorrang der Einspeisung von erneuerbarem Strom sowie die Bedachtnahme auf die Sicherheit der Fernwärmeversorgung (§ 140 Abs. 3 ElWG). Auch sind weitere betriebliche Maßnahmen des Netzbetriebs, systemtechnische Anforderungen und das Prinzip der Kostenminimierung zu berücksichtigen (§ 140 Abs. 5 ElWG). Ganz generell gilt, dass für die Auswahl eines EPM-Erbringers die technischen Bedarfe durch Engpassmanagement – technisch optimal – gedeckt werden müssen (§ 140 Abs. 1 erster Satz ElWG). Dadurch ergibt sich eine im Einzelfall erforderliche, hochkomplexe Beurteilung für einen EPM-Abruf. Diese hat auch im Sinne der möglichsten Wahrung der Eigentums- und Erwerbsfreiheit zu berücksichtigen, wie oft eine EPM-Anlage in jüngerer Zeit bereits abgerufen wurde oder ob, im Sinne einer operativen Effizienz, der Abruf einer einzigen großen EPM-Anlage über einen langen Zeitraum dem Abruf mehrerer kleiner, kurzzeitiger EPM-Anlagen der Vorzug zu geben wäre. Durch die Netzreserve-Methode gemäß § 143 Abs. 3 ElWG bestehen weitere mögliche Wechselwirkungen zur Geneigtheit von EPM-Abrufen bei den jeweiligen Entgeltklassen.

Die Verfahren zur Ermittlung der angemessenen Kompensationszahlung werden grundsätzlich nach den vorgesehenen drei gesetzlichen Regelungsgegenständen (siehe § 1) abgegrenzt. Die Kompensationszahlung erfolgt dabei je Viertelstunde (dh. viertelstündlicher Energiemenge, viertelstündlicher Kosten und Erlöse) gesondert.

Zu Abschnitt 1 (Regelungsgegenstand § 1 Z 1):

§ 140 Abs. 2 ElWG sieht bei der Erbringung der Flexibilitätsleistungen im Zusammenhang mit dem Engpassmanagement gemäß Abs. 1 Z 1 lit. b und Abs. 2 den Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten vor, die unmittelbar durch diese Leistungen verursacht werden. Dabei ist der Regelzonenführer gesetzlich ermächtigt, in Abstimmung mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern mit Marktteilnehmern Verträge über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen von Stromerzeugungsanlagen und Elektrizitätsspeicheranlagen mit einer Maximalkapazität ab 1 MW abzuschließen. Es handelt es sich um Anlagen, welche direkt am Strommarkt vermarktet werden („Marktanlagen“) bzw. deren Abgeltung in Prämien- bzw. Fördersystemen geregelt sind („Marktprämienanlagen“ bzw. „Förderanlagen“). Zur Vermeidung von Verwerfungen bei Marktanlagen, welche aufgrund ihrer kurzfristigen Vermarktung beschränkter energetischer Möglichkeiten bei EPM-Abfragen in ihrer Gestalt faktisch besonders stark betroffen sind, können gesonderte Bestimmungen darüber in die EPM-Verträge aufgenommen werden.

Bei Marktanlagen hat sich das angemessene Entgelt folglich am marktlichen Wert der durch den Regelzonenführer ausgeglichenen Energie zu orientieren, wobei stets transparente, diskriminierungsfreie und relevante Großhandelsindikatoren herangezogen werden sollen. Die daraus folgende Bewertung erfolgt symmetrisch für positive bzw. negative Flexibilitätsleistungen. Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

Bei Marktprämienanlagen und Förderanlagen ist die jeweilige Ausgestaltung und Anreizwirkung des Prämien- und Fördersystems zu berücksichtigen.

I. Entgeltklasse Wärmekraftwerke

Die Entgeltregelung für Wärmekraftwerke bewertet den Kraftwerkseinsatz einer brennstoffbetriebenen Anlage entweder anhand technologiespezifischer Markterlöse oder den anlagenspezifischen Grenzkosten. Dadurch ist sichergestellt, dass auch in Situationen ohne Markteinsatz von Wärmekraftwerken, eine Bewertung erfolgen kann.

Bei angeforderten Leistungserhöhungen ist der Term ΔP_t und auch der daraus resultierende Wert positiv. Folglich ist der ermittelte Betrag für jede Viertelstunde t der erbrachten Leistungserhöhung durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber zu entrichten. Der Anlagenbetreiber wird für die erbrachte Zusatzleistung vergütet, die ansonsten nicht erbracht worden wäre.

Bei angeforderten Leistungsreduktionen ist der Term ΔP_t und auch der daraus resultierende Wert negativ. Der Anlagenbetreiber lukriert Vermarktungserlöse, ohne die hierfür vereinbarte Leistung erbringen zu müssen bzw. vermeidet zusätzlich die Kosten durch den nicht erfolgten Brennstoffeinsatz. Folglich ist der ermittelte Betrag für jede Viertelstunde t der erbrachten Leistungsreduktion durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu entrichten. Der Anlagenbetreiber refundiert die Bewertung der Minderleistung.

Bei Anweisungen gegenüber Betreibern von KWK-Anlagen ist sicherzustellen, dass die Sicherheit der Fernwärmeversorgung nicht gefährdet wird.

Bei Flexibilitätsleistungen, die nur mittels Veränderung des Betriebszustandes zur Herstellung der Betriebsbereitschaft des Kraftwerks erbracht werden können, sind zusätzliche Kosten bzw. Ersparnisse für das Anfahren oder Abstellen des Kraftwerks einzubeziehen. Die Bewertung der Veränderung des Betriebszustandes durch Rampen vor bzw. nach Erbringung der eigentlichen Flexibilitätsleistung erfolgt auf Basis der viertelstündlichen Entgeltregelung (siehe Abschnitt 1, Entgeltklasse Wärmekraftwerke). Bei erfolgter Rampenvermarktung sind die daraus resultierenden Erlöse vom ermittelten Entgelt in Abzug zu bringen. Alle relevanten Informationen zur Abwicklung der Entgeltregelung sind durch den Anlagenbetreiber zu erbringen.

Die vorgesehene Bewertung des Hauptbrennstoffes als anzulegende Brennstoffkosten soll den aktuellen Marktwert abbilden. Beim Einsatz von Erdgas ist hierbei der wesentliche österreichische Börsenpreisindex CEGHIX der österreichischen Handelsplattform CEGH (Central European Gas Hub AG) als Referenz heranzuziehen.

Als Referenz ist der tagesaktuelle Settlement-Preis von CO₂-Emissionszertifikaten der EUA-Produkte (European Emission Allowances im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems), welche an der European Energy Exchange AG (EEX) für Dezember des jeweiligen Jahres gehandelt werden, heranzuziehen.

II. Entgeltklasse Elektrizitätsspeicheranlagen

Eine Energiespeicheranlage ist im Sinne der Begriffsbestimmung in § 6 Abs. 1 Z 38 ELWG als Anlage definiert, in der Energiespeicherung erfolgt. Im Sinne dieser Verordnung wird jedoch dieser Begriff nicht verwendet, sondern nur auf Elektrizitätsspeicheranlagen referenziert, da nur diese Speicheranlagen für den Redispatch im Übertragungsnetz von Relevanz sind. Damit werden von dem Begriff als faktisch wichtigste Anwendungsformen grundsätzlich sowohl Wasserspeicherkraftwerke als auch Batteriespeicher umfasst. Andere Arten der Energiespeicherung, welche für die Sektorkopplung Relevanz haben, wie etwa Power-to-Gas-Anlagen, werden in Bezug auf den Stromverbrauch als Verbraucher, im Falle einer allfälligen Rückverstromung als Erzeugungsanlage, zB im Fall einer Wasserstoffverstromung als Wärmekraftwerk behandelt. Zum Zwecke der Entgeltfestlegung durch diese Verordnung werden Elektrizitätsspeicheranlagen nach Speicherklassen sowie der Erbringung von Flexibilitätsleistungen durch Anpassung der Erzeugung (Turbinenbetrieb bei Wasserspeicherkraftwerken oder auch Batterieentladung) bzw. des Bezugs (Pumpbetrieb bei Wasserspeicherkraftwerken oder auch Beladung der Batterie) differenziert.

Elektrizitätsspeicheranlagen wiederum werden zum Zwecke der Entgeltfestlegung durch diese Verordnung technologieunabhängig in drei verschiedene Speicherklassen eingeteilt (Langfristspeicher, Mittelfristspeicher, Kurzfristspeicher). Zur Beurteilung eines Speichers sind die technisch verfügbaren Speichervolumina, etwa verschiedene Speicherbecken bei Pumpspeicheranlagen, zusammenzurechnen, sofern diese funktional miteinander verbunden sind; ebenso sind die Turbinenleistungen von voneinander getrennten Turbinensätzen zusammenzurechnen, sofern die Anlage eine technisch funktionale Einheit bilden kann. Die Einteilung in Speicherklassen erfolgt grundsätzlich generisch auf Basis der unterschiedlichen Entgeltkomponenten, welche den Verlagerungsmöglichkeiten der endlichen Speicherressourcen der so definierten Lang-, Mittel- und Kurzfristspeichern abbilden sollen.

Die Entgeltregelung bewertet zunächst Einspeiseveränderungen (Turbinenbetrieb bei Wasserspeicherkraftwerken oder auch Batterieentladung) anhand der Speicherinhaltsbewertung unter konkurrierenden Vermarktungsmöglichkeiten endlicher Speicherressourcen. Bei angeforderten Leistungserhöhungen ist der Term ΔP_t und auch der resultierende Wert positiv. Folglich ist der ermittelte Betrag für jede Viertelstunde t der erbrachten Leistungserhöhung durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber zu entrichten. Der Anlagenbetreiber entnimmt für die Leistungserhöhung Speicherinhalt und wird für den entstehenden Speicherinhaltsverlust auf Basis der marktlichen Bewertung der Opportunitäten entschädigt, wobei im Sinne des Anlagenbetreibers angenommen wird, dass der Anlagenbetreiber die im Kontext der vorgesehenen Entgeltregelung am höchsten bewertete Opportunität wahrnimmt. Bei angeforderten Leistungsreduktionen ist der Term ΔP_t und auch der Wert negativ. Aus Sicht des Anlagenbetreibers werden aufgrund der Leistungsreduktion Vermarktungserlöse erzielt, ohne die hierfür vereinbarte Leistung erbringen zu müssen bzw. verbleibt zusätzlicher Energiespeicherinhalt zur Erzielung weiterer Markterlöse, deren Wert analog zur Bewertung der Leistungserhöhung angesetzt wird. Folglich ist der Absolutbetrag für jede Viertelstunde t der erbrachten Leistungsreduktion durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu entrichten. Der Anlagenbetreiber gleicht den Wert des zusätzlich verbliebenen Energiespeicherinhalts aus, der durch die Minderleistung aufgrund der Engpassmanagementmaßnahme entstanden ist.

Im Falle von Elektrizitätsspeicheranlagen besteht weiteres Flexibilitätspotenzial durch die Veränderung des Bezugs (Pumpbetrieb bei Wasserspeicherkraftwerken oder auch Batteriebeladung). Bei angeforderter Leistungserhöhung durch Bezugsreduktion ist der Term ΔP_t positiv. Folglich wird die durch den Anlagenbetreiber eingekaufte Energie an den Regelzonenführer übergeben und dem Anlagenbetreiber steht der mittels Verlustfaktor (VF) diskontierte vermarktbare Speicherinhalt nicht zur Verfügung. Durch die Abgeltung des Anlagenbetreibers mittels marktlicher Speicherinhaltsbewertung wird der daraus resultierende wirtschaftliche Nachteil ausgeglichen. Der Anlagenbetreiber lukriert die Differenz aus Einkaufskosten und Speicherbewertung. Bei angeforderter Leistungsreduktion durch Bezugserhöhung ist der Term ΔP_t negativ. Der Anlagenbetreiber erhält zusätzlichen vermarktbaren Speicherinhalt, muss dessen marktliche Bewertung jedoch als Kompensation bezahlen. Durch diesen Wertausgleich bestehen ungedeckte Netzkosten, die dem Anlagenbetreiber im Falle einer Bezugserhöhung zu erstatten sind. Dadurch besteht Wertneutralität, die gerechtfertigt ist, da der Speicherinhalt nur aufgrund der Engpassmanagementmaßnahme entstanden ist.

Bei allen Speicherklassen werden zumindest die kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten im Spotsegment des Intraday-Handels berücksichtigt. Dabei kommt es zu einer Bewertung der Vermarktungsmöglichkeiten anhand des 75%-Preisquantils über die 48 Viertelstunden nach der Engpassmanagementmaßnahme. Diese Herangehensweise wurde anhand der Analyse aktueller Preiskurven untersucht und als angemessen eingestuft um einerseits eine ausreichend lange Zeitspanne zur weiteren Speicheroptimierung und andererseits die Wirtschaftlichkeit anhand ausreichender

Preisdifferenzen zum anzuwendenden Preisquantil (über unterschiedliche Wirkungsgrade hinweg), sowie eine ausgewogene Bepreisung für den symmetrischen Bewertungsansatz des Speicherinhalts zu ermöglichen. In unwahrscheinlichen, aber möglichen Fällen von lange andauernden Überangebotsphasen kann der Intraday-Parameter einen negativen Wert annehmen. Bei einer Engpassmanagementmaßnahme, bei der eine negative Intraday-Komponente relevant sein sollte, kann der Durchrechnungszeitraum so lange um weitere zwölf Viertelstunden erweitert werden, bis eine positive Bewertung erfolgt. Im ebenfalls unwahrscheinlichen Fall besonders flacher Preiskurven, die keine wirtschaftlichen Preisdifferenzen ermöglichen, ist analog vorzugehen. Durch das Vorhandensein von Einspeisewerten für „Pumpspeicher“ und „Hydro Speicher“ sind für Lang- und Mittelfristspeicher auch Abschätzungen des spezifischen Spotpreisniveaus mittels VWAP-Berechnung möglich. Zudem werden bei Lang- und Mittelfristspeichern weitreichendere Verlagerungsmöglichkeiten realisierbar, es werden daher auch Terminmarktkontrakte zur Bewertung der Energiespeicherinhalte berücksichtigt, wobei auf Basis der vorgegebenen Entladedauern bei Langfristspeichern eine Verlagerungsoportunität in die folgenden zwei Liefermonate (Month-Ahead bzw. 2-Month-Ahead), bei Mittelfristspeichern lediglich eine Verlagerungsoportunität in das folgende Liefermonat (Month-Ahead) unterstellt wird. Grundlage für die Bewertung der Verlagerungsoportunität bilden die täglichen Settlementpreise der Monatsfutures für Bandstromlieferung (Base) in das österreichische Marktgebiet der European Energy Exchange AG (EEX). Aufgrund der Limitierung der handelbaren Terminmarktprodukte wird die Terminmarktkomponente mit Base-Kontrakten bewertet, die jedoch nicht die Einspeisecharakteristik derartiger Speicheranlagen widerspiegelt. Aus diesem Grund werden monatliche Anpassungsfaktoren (AF) eingesetzt. Diese sind anhand des historischen Abgleichs zwischen Day-Ahead-Durchschnittspreisen (Base) und den tatsächlich realisierten mengengewichteten Day-Ahead-Durchschnittspreisen (jeweils bezogen auf das betroffene Liefermonat) der zurückliegenden drei Jahre herzuleiten. Als Mengengewicht für Langfristspeicher ist die Einspeisung des Produktionstyps „Pumpspeicher“, für Mittelfristspeicher ist die Einspeisung des Produktionstyps „Hydro-Speicher“ heranzuziehen. Es ergibt sich folgende Ermittlungslogik:

$$AF_m(i) = \frac{\sum_{ij} VWAP_{ij} / AP_{ij}}{3}$$

wobei gilt

$AF_m(i)$ ist der Anpassungsfaktor für den betroffenen Liefermonat (i=Jänner, Februar, ..., Dezember).

$VWAP_{ij}$ entspricht dem mengengewichteten Durchschnittspreis (VWAP) bezogen auf das betroffene Liefermonat (i) in den zurückliegenden drei Jahren (j = Y-1, Y-2, Y-3).

AP_{ij} stellt den Durchschnittspreis (AP) des Liefermonats (i) in den zurückliegenden drei Jahren (j) dar.

III. Entgeltklasse dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung

Im Kontext dieser Verordnung bezeichnet dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung (DEE) jene Stromerzeugungsanlagen, deren Erzeugungsmöglichkeiten direkt von der Verfügbarkeit (Dargebot) der Energieträger Laufwasser, Wind und Sonnenenergie (Photovoltaik) beeinflusst sind und situationsabhängig zu Flexibilitätsleistungen herangezogen werden können. Aufgrund des dargebotsabhängigen Charakters dieser Energieträger sind vor allem Leistungsreduktionen durch Abregelung, potenziell auch Leistungserhöhungen im Kontext von niedrigpreisigen Marktsituationen möglich. Vor diesem Hintergrund ist eine symmetrische Bewertung der gelieferten Energie wie im Falle von flexiblen Wärmekraftwerken bzw. Elektrizitätsspeicheranlagen nicht anwendbar – es wird explizit zwischen Leistungsreduktionen und Leistungserhöhungen unterschieden. Zudem ist auch der Fahrplan zum Abrufzeitpunkt zu berücksichtigen und es ist zwischen Marktanlagen, Marktprämienanlagen und Förderanlagen zu unterscheiden. Die Bewertung der wirtschaftlichen Kosten und Nachteile basiert vor allem auf erzeugungsabhängigen Komponenten.

Im Falle von Leistungsreduktionen von dargebotsabhängiger erneuerbarer Einspeisung, die zu einem vollständigen Abschalten der jeweiligen Erzeugungsanlage führt und dadurch zusätzlichen Bezug des Anlagenbetreibers verursacht, ist dieser Zusatzverbrauch anhand der Entgeltgrundsätze für Verbraucher zu bewerten.

Andere erneuerbare Stromerzeugungstechnologien, wie etwa Biomasse- oder Biogaskraftwerke, sind in diesem Zusammenhang nicht dargebotsabhängig, sondern wären als Wärmekraftwerke zu klassifizieren.

Eine Sonderform dargebotsabhängiger erneuerbarer Einspeisung stellen Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb dar, die durch zusätzliche Planbarkeit, Flexibilität und zeitlich begrenzte Verlagerungsmöglichkeit charakterisiert sind. Dadurch wird eine symmetrische Bewertung von Leistungserhöhungen und -reduktionen anhand von Marktwerten möglich. Aufgrund der

Verlagerungsmöglichkeit wird zudem angenommen, dass es zu keinem Verlust von Herkunftsnachweisen bei Leistungsreduktionen kommt. Aufgrund der sich daraus ergebenden Ähnlichkeiten zur Entgeltklasse der Kurzfristspeicher, sind Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb im Rahmen dieser Verordnung der Entgeltklasse Kurzfristspeicher in Bezug auf Flexibilitätsleistungen durch Anpassung der Einspeisung zuzuweisen.

Im Rahmen der dargelegten Entgeltregelungen für dargebotsabhängige erneuerbare Einspeisung kommt es zu Mengenverschiebungen, die für den Anlagenbetreiber zum Abrufzeitpunkt aufkommensneutral wirken. 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 (sowohl in positiver wie negativer Richtung) sind bei der weiteren Abwicklung durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu melden. Im Bedarfsfall sind daraus resultierende Anpassungen der angeforderten Leistungsänderungen gemäß der jeweiligen Entgeltregelung abzuwickeln.

Bei der Bewertung der Herkunftsnachweise sind die jeweils geltenden Inhalte der Herkunftsnachweispreis-Verordnung, BGBl. II Nr. 472/2022, anzuwenden.

(a) Leistungsreduktion von Marktanlagen

Bei Leistungsreduktionen ist der Term ΔP_t negativ. Falls die Differenz aus Netzkosten (NK_t) und Herkunftsnachweisen (HKN_t) ebenfalls negativ ist ($HKN_t > NK_t$), ist der Wert insgesamt positiv und der Regelzonenführer vergütet den Anlagenbetreiber. Bei einem insgesamt negativen Wert ist der Absolutbetrag vom Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu entrichten.

Bei Leistungsreduktionen erneuerbarer Einspeisung durch eine Engpassmanagementmaßnahme, welche nachweislich zu einem Verlust von erneuerbaren Herkunftsnachweisen führt, ist der daraus resultierende Wertverlust zu entschädigen.

(b) Leistungsreduktion von Marktprämienanlagen

Bei Leistungsreduktionen ist der Term ΔP_t negativ. Falls die Netzkosten (NK_t) abzüglich Herkunftsnachweisen (HKN_t) und Marktprämie (MP_t) negativ sind, ist der Wert insgesamt positiv und der Regelzonenführer vergütet den Anlagenbetreiber. Bei einem insgesamt negativen Wert ist der Absolutbetrag vom Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu entrichten.

Bei Leistungsreduktionen erneuerbarer Einspeisung durch eine Engpassmanagementmaßnahme, welche nachweislich zu einem Verlust von erneuerbaren Herkunftsnachweisen führt, ist der daraus resultierende Wertverlust zu entschädigen.

(c) Leistungsreduktion von Förderanlagen

Bei Leistungsreduktionen ist der Term ΔP_t negativ. Falls die Netzkosten (NK_t) abzüglich des Förderbetrags (FB_t) negativ sind, ist der Wert insgesamt positiv und der Regelzonenführer vergütet den Anlagenbetreiber. Bei einem insgesamt negativen Wert ist der Absolutbetrag vom Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer zu entrichten. Als Förderbetrag ist der für die Anlage aktuell angewandte Einspeisetarif oder der Marktpreis gemäß § 41 ÖSG 2012, BGBl. I Nr. 75/2011, anzusetzen.

Bei Leistungsreduktionen erneuerbarer Einspeisung durch eine Engpassmanagementmaßnahme, welche nachweislich zu einem Verlust von erneuerbaren Herkunftsnachweisen führt, ist der daraus resultierende Wertverlust zu entschädigen.

(d) Leistungserhöhung

Es handelt sich um eine marktliche Sondersituation. Der Anlagenbetreiber plant die erwartete Einspeisung zu reduzieren, da die Netzkosten die Erlöse aus Stromvermarktung und Herkunftsnachweisen übersteigt. Im Falle einer Engpassmanagementmaßnahme, die eine Leistungserhöhung durch den Regelzonenführer vorsieht, kann dieses Erzeugungspotenzial genutzt werden. Die Leistungserhöhung wird dem Anlagenbetreiber anhand der positiven Differenz aus Netzkosten und dem Wert von Herkunftsnachweisen abgegolten.

(e) Sonderregelung für Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb

Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb sind hinsichtlich Planbarkeit, Flexibilität und Verlagerungsmöglichkeiten von den anderen Typen dargebotsabhängiger erneuerbarer Anlagen abzugrenzen. Aufgrund des Vorhandenseins von Einspeisedaten, welche diese besondere Charakteristik abbilden, kann ein spezifisches Marktpreisniveau zur Bewertung des Schwellwassers herangezogen werden. Es besteht eine ähnliche Logik wie im Falle von Kurzfristspeichern, somit wird eine marktliche Bewertung des Speicherinhalts vorgenommen. Aufgrund der sich daraus ergebenden Ähnlichkeiten zur

Bewertung von Kurzfristspeichern sind Laufwasserkraftwerke mit Schwellbetrieb der Entgeltklasse der Kurzfristspeicher in Bezug auf Flexibilitätsleistungen durch Anpassung der Einspeisung zuzuweisen.

Zu Abschnitt 2 (Regelungsgegenstand § 1 Z 2):

Das Heranziehen dieser Anlagen ohne EPM-Vertrag mit dem Regelzonenführer ist in Situationen vorgesehen, in denen zur Vermeidung des spezifischen Engpasses unzureichende EPM-Vertragskraftwerken zur Verfügung stehen. Die Definition derartiger Situationen und die prozessuale Abwicklung von Flexibilitätsleistungen im Rahmen des Regelungsgegenstandes § 1 Z 2 ist durch den Regelzonenführer zu bestimmen und der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen.

Es handelt sich bei der Abgeltung um eine Bestimmung zur zusätzlichen, im Rahmen des Engpassmanagements erfolgenden Anweisung zu Flexibilitätsleistungen jeglicher Netzbenutzer nach Abstimmung zwischen Regelzonenführer und betroffenen Verteilernetzbetreibern.

Für die Anweisung von Verbrauchern ist durch den Regelzonenführer zu prüfen, welche Verbraucherkategorien für die Erbringung von Flexibilitätsleistungen im Kontext des Engpassmanagements im Übertragungsnetz geeignet sind. Auf Basis dieser Evaluierung sollen Entgeltregelungen für jede Verbraucherkategorie zur Anwendung kommen, welche den situativen Rahmen der jeweiligen Flexibilitätsleistung berücksichtigen. Bei Anordnung einer Verbrauchserhöhung ist der Wert der dadurch anfallenden Zusatzkosten abzugelten. Im Falle einer Verbrauchsreduktion ist die Entgeltregelung auf Grundlage spezifischer Werte für die Beibehaltung der Stromversorgung („Value of Lost Load“) herzuleiten, wobei sowohl Herleitungen auf Basis repräsentativer Erhebungen von Zahlungsbereitschaften („Willingness to Pay“) oder Annahmehereitschaften („Willingness to Accept“) als auch Berechnungen anhand von makroökonomischen Indikatoren zulässig sind.

Zu Abschnitt 3 (Regelungsgegenstand § 1 Z 3):

Bei Anlagen, die im Rahmen eines Netzreserve-Vertrags zur Vorhaltung für Engpassmanagement verpflichtet sind, besteht ein Marktverbot und somit keine Möglichkeit zur Erzielung von Markterlösen. Aus diesem Grund ist eine rein kostenbasierte Bewertung vorzunehmen. Je nach Zugehörigkeit zu einer bestimmten Entgeltklasse sollen die für diese Klasse spezifischen Grenzkosten definiert werden. Die bisherigen Erfahrungen aus den Netzreserve-Ausschreibungen haben gezeigt, dass es sich bei der österreichischen Netzreserve um ein Instrument zur Erzielung von Zusatzerlösen für Wärmekraftwerke handelt. Im Falle der Anweisung eines Wärmekraftwerks, das in der Netzreserve kontrahiert ist, gilt die kostenbasierte Adaption der in Abschnitt 1 Kapitel I festgelegten Entgelts.

$$KPZ_{BS,t} = \Delta P_t \cdot \left(\underbrace{\frac{p_{BS,d} + p_{CO_2,d} \cdot EF_{BS}}{\eta(P_t)}}_{\text{Grenzkosten}} + SK_t - SE_t \right)$$

wobei gilt

$KPZ_{BS,t}$ ist die angemessene Kompensationszahlung (in EUR) je Viertelstunde t für die Erbringung der Engpassmanagementmaßnahme durch ein Wärmekraftwerk differenziert nach Hauptbrennstoff (BS). Ein positiver Wert bedeutet eine Zahlung des Absolutbetrages durch den Regelzonenführer an den Anlagenbetreiber, während ein negativer Wert einer Zahlung des Absolutbetrages durch den Anlagenbetreiber an den Regelzonenführer entspricht.

ΔP_t beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zum Betriebspunkt ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t , in MWh).

$p_{BS,d}$ beschreibt den tagesvariablen Brennstoffpreis (in EUR/MWh) des eingesetzten Hauptbrennstoffes anhand eines für den jeweiligen Brennstoff repräsentativen Börsenpreisindikators.

$p_{CO_2,d}$ ist der tagesvariable CO_2 -Preis (in EUR/ t_{CO_2}) für den Ausgleich der durch den Wärmekraftwerkeinsatz entstehenden CO_2 -Emissionen.

EF_{BS} ist der für den jeweiligen Hauptbrennstoff anzusetzenden Emissionsfaktor (in t_{CO_2} /MWh). Dieser ist auf Grundlage des wissenschaftlichen Erkenntnisstandards als fester Wert anzulegen.

$\eta(P_t)$ ist die anlagenspezifische Kraftwerkseffizienz (Wirkungsgrad) der jeweiligen Anlage bei gegebener Leistungserbringung im Betriebspunkt P_t in der jeweiligen Viertelstunde (in Prozent).

SK_t beschreibt die durch die Engpassmanagementmaßnahme zusätzlich anfallenden sonstigen variablen Kosten (SK), welche im Kontext der Engpassmanagementmaßnahme in nachvollziehbarer Weise auf die jeweilige Viertelstunde umgelegt werden können (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig. Diese Komponente stellt jedenfalls einen technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter gemäß § 3 Abs. 1 dieser Verordnung dar.

SE_t beschreibt die durch die Engpassmanagementmaßnahme zusätzlich anfallenden sonstigen variablen Erlöse (SE), welche im Kontext der Engpassmanagementmaßnahme in nachvollziehbarer Weise auf die jeweilige Viertelstunde umgelegt werden können (in EUR/MWh). Diese Komponente stellt jedenfalls einen technischen bzw. anlagenspezifischen Parameter gemäß § 3 Abs. 1 dieser Verordnung dar.

Der vorgesehene Beitrag zur verursachungsgerechten Umlage von Netzreservekosten im Falle des Einsatzes von Netzreserveanlagen zur Lösung von Engpässen ist als Aufschlag auf die jeweilige Entgeltregelung zu verstehen, wobei dieser Aufschlag nicht im Rahmen der Optimierung der Abrufe für Engpassmanagement einzubeziehen ist. Die Kosten der Netzreserve für die Vorhalteleistung eines Kraftwerks setzen sich aus 50 % effektiven Einsatz für Engpassmanagementmaßnahme und zu 50 % Absicherung für Versorgungssicherheitszwecke in allfälligen Extremsituationen (zB Großstörungen, Katastrophenszenarien) zusammen. Die dem Engpassmanagement zuordenbare Hälfte der Netzreservekosten werden daher gemäß dem relativen Anteil der Engpassmanagementmaßnahmen zur Lösung von Engpässen an den Gesamtmaßnahmen gewichtet und auf den jeweiligen Abruf der Netzreserveanlage umgelegt. Diese Vorhaltekosten sind dem EPM-Abruf verursachungsgerecht zuzurechnen; gleichzeitig jedoch verringern diese EPM-Einnahmen der Netzreserveanlage seine Netzreserveerlöse im gleichen Ausmaß, um eine Doppelverrechnung für ein und dieselbe Vorhalteleistung zu vermeiden. Für die APG ist daher diese Verrechnung erlösneutral und für ihre kostenseitige EPM-Abrufreihenfolge nicht von Belang, da ein Netzreservekraftwerk im EPM-Einsatz dessen Netzreservekosten wieder abdeckt. Wird ein Netzreservekraftwerk zu Redispatch-Zwecken nicht abgerufen, erwirtschaftet es zwar keinen Vorhaltekosten-Deckungsbeitrag über die EPM-Abgeltung, bekommt jedoch als ein der Versorgungssicherheit dienendes Kraftwerk seine Vorhaltekosten wie bisher über die Netzreserveentgelte abgedeckt. Diese Regelungen gelten für Netzreserve-Kraftwerke, die gemäß § 145 ElWG kostengeprüft sind, gleichermaßen.

 @Amtssignatur	Unterzeichner	E-Control
	Datum/Zeit-UTC	2026-07-01T14:10:38+02:00
	Prüfinformation	Informationen zur Prüfung der elektronischen Signatur und des Ausdrucks finden Sie unter: https://www.e-control.at/de/econtrol/links/amtssignatur
Hinweis	Dieses Dokument wurde amtssigniert.	