

BUNDESGESETZBLATT

FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH

Jahrgang 2026**Ausgegeben am 2. Juli 2026****Teil II**

169. Verordnung: Engpassmanagementverordnung

169. 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 Energiespeichereinrichtungen 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 Energiespeichereinrichtung bzw. für die Stromversorgung oder den -einkauf der Verbrauchsanlage verantwortlich ist;
3. „Elektrizitätsspeichereinrichtung“ eine Energiespeichereinrichtung 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 Energiespeichereinrichtung ergibt;
7. „Entgeltklasse“ eine Entgeltregelung für Stromerzeugungsanlagen, Energiespeichereinrichtungen und sonstige Netzbenutzer in **Anlage**, die für eine spezifische Gruppe von Anlagen gleichermaßen gilt;
8. „Kurzfristspeicher“ eine Elektrizitätsspeichereinrichtung mit einer Entladedauer von bis zu 24 Stunden;
9. „Langfristspeicher“ eine Elektrizitätsspeichereinrichtung 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. „Wärmekraftwerk“ 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.

Haber Strebl

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
Elektrizitätsspeicheranlagen 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 Elektrizitätsspeicheranlagen 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:

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

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.

$p_{CO_2,d}$ ist der tagesvariable CO₂-Preis (in EUR/tCO₂) für den Ausgleich der durch den Wärmekraftwerkseinsatz entstehenden CO₂-Emissionen.

EF_{BS} ist der für den jeweiligen Hauptbrennstoff anzusetzenden Emissionsfaktor (in tCO₂/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 Elektrizitätsspeicheranlagen

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 Elektrizitätsspeicheranlagen sind aufgrund endlicher Speicherressourcen konkurrierende Vermarktungsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Je nach Speicherkategorie der Elektrizitätsspeicheranlage 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:

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

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 Spotpreinsniveau (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 Spotpreinsniveau (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:

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

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 Verlagerungsopportunität) errechnet:

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

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 Spotpreinsniveau (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 Spotpreinsniveau (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 vermarkteten 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 Prämien Erlöse. Aus Sicht des Anlagenbetreibers besteht neben dem Erlösentgang durch nicht generierte erneuerbare Herkunftsnachweise nun zusätzlich ein Prämienentgang. Kostenseitig besteht weiterhin eine 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

$KPZ_{DE_MPA_LR,t}$ 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:

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

wobei gilt

$KPZ_{DEE_LE,t}$ 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 Netzbennutzern gemäß § 140 Abs. 1 Z 2 EIWG, 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 EIWG 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).

