

Anl. 1 EPM-V 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

EPM-V - Engpassmanagementverordnung

⌚ Berücksichtigter Stand der Gesetzgebung:

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:

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

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:

wobei gilt

- 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.
- 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).

- 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 Spotpreisniveau für Wärmekraftwerke (in EUR/MWh).
- beschreibt den tagesvariablen Brennstoffpreis (in EUR/MWh) des eingesetzten Hauptbrennstoffes anhand eines für den jeweiligen Brennstoff repräsentativen Börsenpreisindikators.
- ist der tagesvariable CO₂-Preis (in EUR/tCO₂) für den Ausgleich der durch den Wärmekraftwerkseinsatz entstehenden CO₂-Emissionen.
- ist der für den jeweiligen Hauptbrennstoff anzusetzenden Emissionsfaktor (in tCO₂/MWh). Dieser ist auf Grundlage des wissenschaftlichen Erkenntnisstandards als fester Wert anzulegen.
- ist die anlagenspezifische Kraftwerkseffizienz (Wirkungsgrad) der jeweiligen Anlage bei gegebener Leistungserbringung im Betriebspunkt ▫ in der jeweiligen Viertelstunde (in Prozent).
- 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.
- 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.

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 Speicherklasse 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:

▫

wobei gilt

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

- 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.
- ist der aktuelle Settlementpreis (in EUR/MWh) des Base-Futures (F) für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).
- ist der errechnete Anpassungsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).
- ist der aktuelle Settlementpreis (in EUR/MWh) des Base-Futures (F) für österreichische Lieferung im zweiten Folgemonat (2-Month-Ahead).
- 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:

▫

wobei gilt

- 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.
- beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung durch Anpassung der Einspeisung im Vergleich zur Einspeisung ohne Engpassmanagementmaßnahme (je Viertelstunde t , in MWh).
- 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.
- 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.
- ist der aktuelle Settlementpreis (in EUR/MWh) des Base-Futures (F) für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).
- 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:

▫

wobei gilt

- 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.

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

▫

wobei gilt

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- ist der aktuelle Settlementpreis (in EUR/MWh) des Base-Futures für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).
- ist der errechnete Anpassungsfaktor (in Prozent) auf den Base-Future für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).
- ist der aktuelle Settlementpreis (in EUR/MWh) des Base-Futures für österreichische Lieferung im zweiten Folgemonat (2-Month-Ahead).
- 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:

□

wobei gilt

- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- 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.
- ist der aktuelle Settlementpreis (in EUR/MWh) des Base-Futures für österreichische Lieferung im Folgemonat (Month-Ahead).
- 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 Energiespeicherinhalte in Bezug auf kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten auf dem Spotmarkt (Intraday) errechnet:

□

wobei gilt

- 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.
- 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.
- ist der anzuwendende Verlustfaktor des Kurzfristspeichers (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.
- 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.

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 Erlösengang durch nicht generierte erneuerbare Herkunftsnachweise und andererseits ein Kostenersparnis durch nicht zu leistende Netzkosten. Diese beiden Komponenten werden bei der Abgeltungsregelung gegenübergestellt:

□

wobei gilt

- 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.
- beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsreduktion im Vergleich zum Fahrplan des Abrufzeitpunktes (je Viertelstunde, in MWh).
- entspricht den entgangenen Netzkosten der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.
- 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 Erlösengang 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:

□

wobei gilt

- 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.
- beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsreduktion im Vergleich zum Fahrplan des Abrufzeitpunktes (je Viertelstunde, in MWh).
- entspricht den entgangenen Netzkosten der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.
- entspricht dem Wert der nicht generierten Herkunftsnachweise (HKN) der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh).
- 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 Markpreisvergütung 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:

□

wobei gilt

- 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.
- beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsreduktion im Vergleich zum Fahrplan des Abrufzeitpunktes (je Viertelstunde, in MWh).
- entspricht den entgangenen Netzkosten der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.
- 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:

□

wobei gilt

- 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.
- beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungserhöhung im Vergleich zum Fahrplan des Abrufzeitpunktes (je Viertelstunde, in MWh).
- entspricht den zusätzlichen Netzkosten der jeweiligen dargebotsabhängigen erneuerbaren Erzeugungsanlage im Kontext der viertelstündlichen Engpassmanagementmaßnahme (in EUR/MWh). Die Proportionalisierung von Fixkosten ist dabei unzulässig.
- 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.

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:

□

wobei gilt

- 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.
- 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.
- 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.

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:

□

wobei gilt

- 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.
- beschreibt die durch den Regelzonenführer angeforderte Leistungsänderung im Vergleich zur geplanten Leistungserbringung ohne Anweisung (Viertelstunde t , in MWh).
- 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:

□

wobei gilt

- ist der vom Verursacher einzuhebende Umlagebeitrag (UB) je Viertelstunde (t) bei Einsatz einer Netzreserveanlage (NA) zur Lösung eines Netzengpasses (in EUR).
- bezeichnet die Netzreservekosten im betreffenden Monat je Anlage (in EUR).
- ist die Gesamtsumme aller im Netzgebiet des österreichischen Übertragungsnetzes durchgeführten Engpassmanagementmaßnahmen im betreffenden Monat (in MWh).
- ist die Energiemenge je Viertelstunde (t) der durchgeführten Engpassmanagementmaßnahme einer Netzreserveanlage zur Lösung eines Netzengpasses (in MWh).

In Kraft seit 03.07.2026 bis 31.12.9999

© 2026 JUSLINE

JUSLINE® ist eine Marke der ADVOKAT Unternehmensberatung Greiter & Greiter GmbH.

www.jusline.at