

Gesamte Rechtsvorschrift für Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, Fassung vom 21.02.2022

Langtitel

Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, GSNE-VO 2013)
StF: BGBl. II Nr. 309/2012

Änderung

BGBl. II Nr. 478/2012
 BGBl. II Nr. 479/2013
 BGBl. II Nr. 20/2014
 BGBl. II Nr. 69/2014
 BGBl. II Nr. 370/2014
 BGBl. II Nr. 12/2015
 BGBl. II Nr. 427/2015
 BGBl. II Nr. 425/2016
 BGBl. II Nr. 243/2017
 BGBl. II Nr. 399/2017
 BGBl. II Nr. 85/2018
 BGBl. II Nr. 355/2018
 BGBl. II Nr. 423/2019
 BGBl. II Nr. 254/2020
 BGBl. II Nr. 574/2020
 BGBl. II Nr. 437/2021
 BGBl. II Nr. 557/2021

Präambel/Promulgationsklausel

Auf Grund des § 70 Gaswirtschaftsgesetz 2011 – GWG 2011, BGBl. I Nr. 107/2011 iVm § 12 Abs. 2 Z 1 Energie-Control-Gesetz – E-ControlG, BGBl. I Nr. 110/2010 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 107/2011, wird verordnet:

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1. Jänner 2017, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 11).

Text

**1. Teil
Allgemeines**

Regelungsgegenstand

§ 1. (1) Diese Verordnung bestimmt die folgenden Systemnutzungsentgelte für das Fernleitungsnetz:

1. Netznutzungsentgelt;
2. Netzzutrittsentgelt sowie
3. Netzbereitstellungsentgelt.

(2) Diese Verordnung bestimmt das Verfahren der Kostenwälzung gemäß § 83 Abs. 3 GWG 2011, der Verrechnungsmodalitäten der Systemnutzungsentgelte, die Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern eines Netzbereichs, das Entgelt für die Erfüllung der Aufgaben eines

Verteilergbietsmanagers für die Verteilergbietsmanager der Verteilergbiets Ost, Tirol und Vorarlberg sowie die folgenden Systemnutzungsentgelte für das Verteilernetz:

1. Netznutzungsentgelt;
2. Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt;
3. Entgelt für Messleistungen sowie;
4. Entgelt für sonstige Leistungen.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2022, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 19 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Begriffsbestimmungen

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

1. „Abrechnungsperiode“ grundsätzlich einen Zeitraum von 365 (bzw. 366) Tagen, sofern eine Leistungsmessung oder eine Messung mit einem Verbrauchsaufzeichnungsmessgerät gemäß § 2 Z 10 Lastprofilverordnung 2018 durchgeführt wird, kann ein Zeitraum von einem Monat vereinbart werden;
2. „Betriebsvolumen“ das vom Gaszähler gemessene Gasvolumen im Betriebszustand;
3. „dynamisch zuordenbare Kapazitäten (DZK)“ eine Kapazität, die lediglich in Kombination mit spezifizierten Ein- bzw. Ausspeisepunkten als feste Kapazität angeboten werden kann, und eine Nutzung im Zusammenhang mit anderen Ein- bzw. Ausspeisepunkten bzw. dem virtuellen Handlungspunkt nur auf unterbrechbarer Basis möglich ist (§ 3 Abs. 2 Z 2 Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 (GMMO-VO 2012), BGBl. II Nr. 171/2012);
4. „Einspeiser aus inländischer Produktion“ einen Produzenten von Erdgas aus inländischer Produktion, der dieses in ein Netz einspeist;
5. „Energienmenge“ das Produkt aus Normvolumen und Verrechnungsbrennwert;
6. „Kundenanlage“ eine an das Netz eines Netzbetreibers angeschlossene Anlage zur Erzeugung bzw. Verwendung von Erdgas eines Netzzugangsberechtigten;
7. „Lastprofilzähler“ ein Messgerät, welches den tatsächlichen Lastgang im Stundenraster erfasst;
8. „Leistungsmessung“ eine mit einem Lastprofilzähler durchgeführte Messung zur Ermittlung der höchsten stündlichen Belastung pro Monat;
9. „Mindestleistung“ den Anteil von 20 % der vertraglich vereinbarten Höchstleistung pro Zählpunkt im Falle einer monatlichen Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils gemäß § 10 Abs. 5. Wird Erdgas ausschließlich in den Monaten von März bis Oktober bezogen und erfolgt eine monatliche Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils gemäß § 10 Abs. 5, beträgt die Mindestleistung 10 % der vertraglich vereinbarten Höchstleistung pro Zählpunkt für den gesamten Abrechnungszeitraum; bei einer tagesbezogenen Verrechnung des Leistungspreises gem. § 10 Abs. 6a ist eine Mindestleistung von 15 % der vertraglich vereinbarten Höchstleistung pro Zählpunkt anzuwenden;
10. „Normvolumen“ das Volumen einer Gasmenge im Normzustand (bei einer Temperatur von 0°C und einem Druck von 1,01325 bar);
11. „Staffel“ jenen Mengbereich gemäß § 10, der durch einen Mindest- und einen Höchstwert pro Abrechnungsperiode definiert wird. Der Tarif kommt für die gesamte Menge einer Abrechnungsperiode zur Anwendung;
- 11a. „Standardkapazität“ die Kapazität an den Ein- oder Ausspeisepunkten in das bzw. aus dem Verteilergbiet. Sie setzt sich aus einem festen und einem unterbrechbaren Anteil zusammen, wobei die Verfügbarkeit des festen Anteils dynamisch ist und vom aktuellen Absatz im Verteilergbiet abhängt.
12. „Umrechnungsbrennwert“ der bei der Überführung der bestehenden volumensbasierenden Transportverträge auf energiebasierende Ein- und Ausspeiseverträge zur Ermittlung der Kapazität in kWh/h herangezogene Brennwert in kWh/Nm³ (0 °C). Dieser beträgt für das Marktgebiet Ost 11,19 kWh/Nm³ (0 °C);
13. „Verrechnungsbrennwert“ den bei der Verrechnung an Endverbraucher zur Ermittlung der Energiemenge herangezogenen Brennwert in kWh/Nm³. Dieser beträgt für das Marktgebiet Ost 11,32 kWh/Nm³, für das Marktgebiet Tirol 11,27 kWh/Nm³ und für das Marktgebiet Vorarlberg 11,26 kWh/Nm³. Weicht der vom jeweiligen Verteilergbietsmanager veröffentlichte

durchschnittliche Monatswert um mehr als 2 % vom verordneten Verrechnungsbrennwert ab, kommt für diesen Zeitraum der veröffentlichte durchschnittliche Monatswert zur Anwendung;

14. „vertraglich vereinbarte Höchstleistung“ den technischen oder, sofern vereinbart den vertraglichen Anschlusswert, der den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzzugangsberechtigten zu entsprechen hat. Kurzfristige Änderungen des Nutzungsverhaltens berechtigen nicht zu einer Änderung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung;
15. „Zählergröße“ das zum 1. Oktober 2002 nach den OIML-Richtlinien R31 und R32 (G-Reihe) der „International Organisation of Legal Metrology“ festgelegte Maß für den minimalen und maximalen Gasdurchfluss in m³/h;
16. „Zählpunkt“ die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Gasmenge messtechnisch erfasst und registriert wird. Für jede Kundenanlage ist ein Zählpunkt einzurichten, wobei eine Zusammenfassung mehrerer Kundenanlagen zu einem Zählpunkt nicht zulässig ist. Kann aufgrund des Messbereiches einer bestimmten Zählergröße nicht die gesamte in einer Kundenanlage verbrauchte Gasmenge mit einem Messgerät erfasst werden, sind mehrere Messgeräte in einer Messanlage – mit gleichem Druck und einer Anschlussleitung – zur messtechnischen Verbrauchsabgrenzung zu einem Zählpunkt zusammenzufassen;
17. „Zone“ jenen Mengenbereich gemäß § 10, der durch einen Mindest- und einen Höchstwert pro Abrechnungsperiode definiert wird. Das Entgelt setzt sich aus der Summe jener Entgelte zusammen, die auf Grund der jeweils durchlaufenen Zonen gemäß § 5 ermittelt werden.

(2) Im Übrigen gelten die Begriffsbestimmungen gemäß § 7 GWG 2011, § 2 GMMO-VO 2012 und Artikel 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 22.10.2021, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 19).

2. Teil

Systemnutzungsentgelte im Fernleitungsnetz

Netznutzungsentgelt für Einspeiser und Entnehmer

§ 3. (1) Für das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das bzw. für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz werden auf Grundlage der Referenzpreismethode gemäß Anlage 3 Entgelte bestimmt, die, sofern nicht besonders ausgewiesen, in EUR/kWh/h pro Jahr und pro Ein- bzw. Ausspeisepunkt angegeben werden und in denen die Kosten für Verdichterenergie inkludiert sind. Das Entgelt ist vom Netzbenuer auch dann zu entrichten, wenn für gebuchte Kapazität nicht oder nur teilweise nominiert wird.

(2) Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger wird für die folgenden Einspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung für feste, frei zuordenbare Einspeisekapazitäten, wie folgt bestimmt:

1. Baumgarten: 0,85
2. Oberkappel: 0,97
3. Überackern: 0,97
4. Arnoldstein: 0,97
5. Mosonmagyaróvár: 0,85
6. Murfeld: 0,97
7. Petrzalka: 0,85
8. Reintal: 0,85.

(3) Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger wird für die folgenden Ausspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Ausspeiseleistung für feste, frei zuordenbare Ausspeisekapazitäten, wie folgt bestimmt:

1. Baumgarten: 1,23
2. Oberkappel: 3,26
3. Überackern: 3,26

4. Arnoldstein: 4,35
5. Mosonmagyaróvár: 1,23
6. Murfeld: 1,90
7. Petrzalka: 1,23
8. Reintal: 1,23
9. Verteilerggebiet: 0,42
10. Verteilerggebiet Kärnten: 3,85.

(4) Die Vergabe von neuen oder zusätzlichen Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten für die Ein- bzw. Ausspeisepunkte im Fernleitungsnetz erfolgt bis zu dem Zeitpunkt, an dem diese Kapazität erstmals zur Verfügung steht, inklusive eines obligatorischen Mindestaufschlags zum Netznutzungsentgelt gemäß § 3 Abs. 2 bzw. Abs. 3. Der obligatorische Mindestaufschlag bezieht sich auf ein Mindestmengengerüst und reduziert sich im Falle von Buchungen über diesem Mindestmengengerüst proportional. Allfällige Auktionsaufschläge sowie der obligatorische Mindestaufschlag sind zusätzlich zum Netznutzungsentgelt gemäß § 3 Abs. 2 bzw. Abs. 3 für die jeweilige Dauer des Vertrages vom Netzbenutzer zu bezahlen. Ändern sich die Netznutzungsentgelte gemäß § 3 Abs. 2 bzw. Abs. 3 während der Vertragslaufzeit, ist der Gesamtpreis bestehend aus dem Startpreis, dem obligatorischen Mindestaufschlag und einem allfälligen Auktionsaufschlag um die Differenz zwischen ursprünglichem und neuem Startpreis anzupassen. Der obligatorische Mindestaufschlag wird für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger für die folgenden Ein- bzw. Ausspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung für feste, frei zuordenbare Kapazitäten, wie folgt bestimmt:

1. Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár (Projekt GCA 2017/01, Mindestmengengerüst: 6.714.000 kWh/h) 1,27.
2. Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár (Projekt GCA 2015/05, Mindestmengengerüst: 1.913.490 kWh/h) 1,40;
3. Einspeisepunkt Murfeld (Projekt GCA 2015/08, Mindestmengengerüst: 2.775.120 kWh/h) 1,34;
4. Einspeisepunkt Reintal (Projekt GCA 2015/01a, Mindestmengengerüst: 2.658.744 kWh/h) 4,48;
5. Einspeisepunkt Reintal (Projekt GCA 2020/01, Mindestmengengerüst: 1.194.924 kWh/h) 5,01.

(4a) Für die in Abs. 4 Z 4 und 5 aufgezählten Projekte wird der f-Faktor im Sinne des Art. 23 der Verordnung (EU) 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 1, mit 0,8 festgelegt.

(5) Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz wird für die folgenden Einspeisepunkte für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung für dynamisch zuordenbare Einspeisekapazitäten, wie folgt bestimmt (die Ausspeisepunkte in Klammer bezeichnen jene Ausspeisepunkte, in deren Kombination der Transport garantiert angeboten wird):

1. Überackern (Oberkappel): 0,88
2. Arnoldstein (Verteilerggebiet): 0,68
3. Arnoldstein (Murfeld): 0,68.

(Anm.: Z 4 aufgehoben durch BGBl. II Nr. 254/2020)

(6) Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz wird für die folgenden Ausspeisepunkte für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Ausspeiseleistung für dynamisch zuordenbare Ausspeisekapazitäten, wie folgt bestimmt (die Einspeisepunkte in Klammer bezeichnen jene Einspeisepunkte, in deren Kombination der Transport garantiert angeboten wird):

1. Überackern (Oberkappel): 2,93
2. Verteilerggebiet (Baumgarten): 0,38
3. Verteilerggebiet (Oberkappel): 0,38.

(Anm.: Z 4 aufgehoben durch BGBl. II Nr. 254/2020)(7) Soweit Abs. 7a nichts anderes bestimmt, entspricht das Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten grundsätzlich dem Entgelt für die gleiche Leistung auf fester Basis. Im Falle von Unterbrechungen ist dem Netzbenutzer eine Refundierung zu gewähren. Eine allfällige Refundierung innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen. Das vom Fernleitungsnetzbetreiber zu refundierende Entgelt (E_{Rm}) errechnet

sich anhand der Formel gemäß Anlage 1. Unterbrechbare Transportdienstleistungen auf Basis von dynamisch zuordenbaren Kapazitäten sind von der Refundierung ausgenommen.

(7a) Abweichend von den Regelungen in Abs. 7 wird das Netznutzungsentgelt für unterbrechbare Kapazitäten für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz an den Einspeisepunkten Oberkappel und Überackern mit einem Abschlag von 12% auf das Netznutzungsentgelt für feste, frei zuordenbare Kapazitäten an diesen Einspeisepunkten bestimmt. Dies gilt für Kapazitäten sämtlicher Laufzeiten.

(8) Das Netznutzungsentgelt an Netzkopplungspunkten im Fernleitungsnetz, an denen mehrere maßgebliche Punkte gemäß § 39 GWG 2011 zusammentreffen, wird für den Transport auf fester Basis ausschließlich zwischen diesen maßgeblichen Punkten gemäß § 39 GWG 2011 für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger für die folgenden Ein- und Ausspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung, wie folgt bestimmt (der Ausspeisepunkt in Klammer bezeichnet jenen Ausspeisepunkt, in dessen Kombination der Transport angeboten wird):

1. Überackern-SUDAL (Überackern-ABG): Einspeisung: 0,14 Ausspeisung: 0,14
2. Überackern-ABG (Überackern- SUDAL): Einspeisung: 0,14 Ausspeisung: 0,14

(8a) Als Entgelt für die Dienstleistung von Netzbetreibern, die Netzbenutzer zu Nominierungen zur Ausspeisung aus dem Marktgebiet Ost und zur gleichzeitigen unmittelbaren sowie übereinstimmenden Einspeisung in das tschechische Marktgebiet berechtigt, werden für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung, 7,27 Euro/kWh/h pro Jahr bestimmt. Abs. 9 gilt sinngemäß.

(9) Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz für Verträge mit einer Laufzeit von weniger als einem Jahr errechnet sich auf Basis der Entgelte (E) gemäß Abs. 2, Abs. 5 und Abs. 7 bis 8 anhand der folgenden Formeln:

1. für Quartalsprodukte: $(E/365) \cdot \text{Tageszahl des jeweiligen Quartals} \cdot 1,15$;
2. für Monatsprodukte: $(E/365) \cdot \text{Tageszahl des jeweiligen Monats} \cdot 1,3$;
3. für Tagesprodukte: $(E/365) \cdot 1,5$;
4. für Rest of the Day- und Within Day-Produkte: $(E/8760) \cdot (\text{Rest-}) \cdot \text{Stundenzahl des jeweiligen Tages} \cdot 2$.

(9a) Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz für Verträge mit einer Laufzeit von weniger als einem Jahr errechnet sich auf Basis der Entgelte (E) gemäß Abs. 3 und Abs. 6 bis 8 anhand der folgenden Formeln:

1. für Quartalsprodukte: $(E/365) \cdot \text{Tageszahl des jeweiligen Quartals} \cdot 1,15$;
2. für Monatsprodukte: $(E/365) \cdot \text{Tageszahl des jeweiligen Monats} \cdot 1,3$;
3. für Tagesprodukte: $(E/365) \cdot 1,5$;
4. für Rest of the Day- und Within Day-Produkte: $(E/8760) \cdot (\text{Rest-}) \cdot \text{Stundenzahl des jeweiligen Tages} \cdot 2$.

(10) Im Falle von Einschränkungen der Transportdienstleistung aufgrund von ungeplanten Wartungsarbeiten, die vom Fernleitungsnetzbetreiber nicht gemäß Punkt 3.3 Z 1 lit. g des Anhangs 1 zur Verordnung (EG) Nr. 715/2009 42 Tage im Voraus veröffentlicht wurden, sowie von Einschränkungen der Transportdienstleistung an einem Ein- oder Ausspeisepunkt, die eine Gesamtdauer von 360 Stunden pro Gasjahr überschreiten, ist dem Netzbenutzer für die Dauer und in dem Umfang der Transporteinschränkung eine Entgeltreduktion zu gewähren. Die Entgeltkürzung innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen. Die vom Fernleitungsnetzbetreiber zu gewährende Entgeltkürzung (E_{km}) errechnet sich anhand der Formel gemäß Anlage 2.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2021, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 17).

Netznutzungsentgelt für Speicherunternehmen

§ 4. (1) Für das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in Speicheranlagen werden auf Grundlage der Referenzpreismethode gemäß Anlage 3 Entgelte bestimmt, die, sofern nicht besonders ausgewiesen, in EUR/kWh/h pro Jahr und pro Ausspeisepunkt angegeben werden und in denen die Kosten für Verdichterenergie inkludiert sind. Das Entgelt ist vom jeweiligen Speicherunternehmen auch dann zu entrichten, wenn für gemäß § 16 Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 gebuchte Kapazität nicht oder nur teilweise nominiert wird.

(2) Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Fernleitungsnetz in Speicheranlagen wird für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr für die folgenden Ausspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung für feste, frei zuordenbare Ausspeisekapazitäten wie folgt bestimmt:

1. Speicher 7-fields: 0,44;
2. Speicher MAB: 0,44.

(Anm.. Abs. 2a aufgehoben durch BGBl. II Nr. 427/2015)

(3) Die Entgelte gemäß Abs. 6 und 7 sind vom Speicherunternehmen monatlich und zusätzlich zum Entgelt gemäß Abs. 2 sowie § 12 Abs. 2 an den Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage angeschlossen ist, zu entrichten. Ist eine Speicheranlage sowohl an das Fernleitungsnetz als auch das Verteilernetz angeschlossen, sind die Mengen für die Berechnung des Netznutzungsentgelts für die grenzüberschreitende Speichernutzung vom Fernleitungsnetzbetreiber zu ermitteln. Auf Basis der vom Fernleitungsnetzbetreiber ermittelten Mengen legen der Verteilernetzbetreiber und der Fernleitungsnetzbetreiber binnen sechs Wochen nach dem jeweiligen Monatsletzten separate Rechnungen an das jeweilige Speicherunternehmen. Die Aufteilung der Erlöse gemäß Abs. 6 zwischen den Netzbetreibern erfolgt je Bilanzgruppe im Verhältnis der im jeweiligen Monat aus der Speicheranlage in das jeweilige Netz eingespeisten Mengen in kWh. Die Aufteilung der Erlöse gemäß Abs. 7 zwischen den Netzbetreibern erfolgt je Bilanzgruppe im Verhältnis der im jeweiligen Monat in die Speicheranlage aus dem jeweiligen Netz ausgespeisten Mengen in kWh.

(4) Das Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten entspricht grundsätzlich dem Entgelt für die gleiche Leistung auf fester Basis. Im Falle von Unterbrechungen ist dem Netzbenutzer eine Refundierung zu gewähren. Eine allfällige Refundierung innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen. Das vom Fernleitungsnetzbetreiber zu refundierende Entgelt (E_{Rm}) errechnet sich anhand der Formel gemäß Anlage 1. Unterbrechbare Transportdienstleistungen auf Basis von dynamisch zuordenbaren Kapazitäten sind von der Refundierung ausgenommen.

(5) Im Falle von Einschränkungen der Transportdienstleistung aufgrund von ungeplanten Wartungsarbeiten entsprechend der gemäß § 32 GWG 2011 genehmigten Allgemeinen Bedingungen für den Netzzugang zu Fernleitungsnetzen sowie von Einschränkungen der Transportdienstleistung an einem Ein- oder Ausspeisepunkt, die eine Gesamtdauer von 360 Stunden pro Gasjahr überschreiten, ist dem Netzbenutzer für die Dauer und in dem Umfang der Transporteinschränkung eine Entgeltreduktion zu gewähren. Die Entgeltkürzung innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen. Die vom Fernleitungsnetzbetreiber zu gewährende Entgeltkürzung (E_{km}) errechnet sich anhand der Formel gemäß Anlage 2.

(6) Das Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage im Fernleitungsnetz gemäß Abs. 8 Z 1 wird in Cent/kWh/h pro Tag wie folgt bestimmt:

1. Speicher 7-fields: 0,77
2. Speicher MAB: 0,22

Die Verrechnung des Netznutzungsentgelts erfolgt auf Basis der Summe der Minima der gemäß Abs. 8 Z 1 ermittelten Kontosaldis der Speicherkunden eines Gastages in kWh/h.

(7) Das Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage im Fernleitungsnetz gemäß Abs. 8 Z 2 wird in Cent/kWh/h pro Tag wie folgt bestimmt:

1. Speicher 7-fields: 0,27
2. Speicher MAB: 0,23

Die Verrechnung des Netznutzungsentgelts erfolgt auf Basis der Summe der Maxima der gemäß Abs. 8 Z 2 ermittelten Kontosaldis der Speicherkunden eines Gastages in kWh/h.

(8) Eine grenzüberschreitende Nutzung der Speicheranlage liegt vor, wenn der Kontosaldo auf Stundenbasis gemäß Abs. 10 Z 2 ungleich Null ist.

1. Ist der Kontosaldo auf Stundenbasis negativ liegt eine grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage vom Marktgebiet Ost in ein angrenzendes Marktgebiet vor;
2. Ist der Kontosaldo auf Stundenbasis positiv liegt eine grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage von einem angrenzendes Marktgebiet in das Marktgebiet Ost vor.

Die Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet sich wechselseitig die entsprechenden Daten gemäß Abs. 9 Z 2 und Z 3 zur Verfügung zu stellen.

(9) Speicherunternehmen haben gegenüber dem Netzbetreiber, an dessen Netz die Speicheranlage angeschlossen ist, nachzuweisen, dass keine grenzüberschreitende Nutzung der Speicheranlage stattgefunden hat. Sofern eine Speicheranlage an das Fernleitungsnetz und das Verteilernetz angeschlossen ist, hat dieser Nachweis gegenüber dem Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiber zu

erfolgen. Dazu wird vom Speicherunternehmen ein Speicherstandkonto pro Speicherkunde und Marktgebiet eingerichtet, auf dem Ein- und Ausspeisenominierungen gemäß Z 2 und Z 3 sowie Umbuchungen zwischen den Speicherstandkonten der Marktgebiete abgebildet werden. Daher sind vom Speicherunternehmen folgende Daten an die Netzbetreiber zu übermitteln:

1. stündliche Veränderung des Ist-Werts des Speicherstandkontos pro Speicherkunde, wobei der Netzbetreiber in begründeten Fällen eine Bestätigung dieser Werte durch einen unabhängigen Wirtschaftsprüfer verlangen kann;
2. Einspeisenominierungen in die Speicheranlage pro Speicherkunde und Bilanzgruppe auf stündlicher Basis aus dem Fernleitungsnetz und aus dem Verteilernetz, wobei der Verteilergewebtsmanager die entsprechenden Werte gegenüber den Netzbetreibern bestätigt;
3. Ausspeisenominierungen aus der Speicheranlage pro Speicherkunde und Bilanzgruppe auf stündlicher Basis in das Fernleitungsnetz und in das Verteilernetz, wobei der Verteilergewebtsmanager die entsprechenden Werte gegenüber den Netzbetreibern bestätigt.

(10) Der stündliche Saldo des Speicherstandkontos pro Speicherkunde (Kontosaldo) wird wie folgt ermittelt:

1. Die stündliche Veränderung des Soll-Werts des Speicherstandkontos pro Speicherkunde ergibt sich aus den Einspeisenominierungen (Abs. 9 Z 2) minus den Ausspeisenominierungen (Abs. 9 Z 3) der zu berechnenden Stunde;
2. Der stündliche Saldo des Speicherstandkontos pro Speicherkunde (Kontosaldo) ergibt sich aus der stündlichen Veränderung des Ist-Werts des Speicherstandkontos pro Speicherkunde (Abs. 9 Z 1) minus der stündlichen Veränderung des Soll-Werts des Speicherstandkontos (Z 1).

Netzzutrittsentgelt im Fernleitungsnetz

§ 5. Durch das Netzzutrittsentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind. Das Netzzutrittsentgelt ist einmalig zu entrichten und dem Netzbenutzer auf transparente und nachvollziehbare Weise darzulegen. Sofern die Kosten für den Netzanschluss vom Netzbenutzer selbst getragen werden, ist die Höhe des Netzzutrittsentgelts entsprechend zu vermindern. Das Netzzutrittsentgelt ist aufwandsorientiert zu verrechnen, wobei der Netzbetreiber eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbenutzer vorsehen kann.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2018, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 13 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Bestimmung des Netzbereitstellungsentgelts im Fernleitungsnetz

§ 6. Das Netzbereitstellungsentgelt ist bei der Herstellung des Netzanschlusses oder bei einer Erhöhung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung als leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses zu verrechnen. Es bemisst sich nach dem vereinbarten Ausmaß der Netznutzung und ist anlässlich des Abschlusses des Netzzugangsvertrages bzw. bei einer Erhöhung der vertraglich vereinbarten Höchstleistung einmalig in Rechnung zu stellen. Das Netzbereitstellungsentgelt für leistungsgemessene Anlagen und Speicheranlagen der Fernleitungsnetzebene wird wie folgt bestimmt:

1. für feste Kapazitäten:3,00 EUR/kWh/h.
2. für unterbrechbare Kapazitäten: 0,-- EUR/kWh/h

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2021, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 17).

Ausgleichszahlungen

§ 7. (1) Die Ausgleichszahlungen zwischen Fernleitungsnetzbetreibern werden als Nettozahlungen, die Jahresbeträge darstellen, festgelegt und sind in zwölf gleichen Teilbeträgen monatlich zu leisten.

(2) Die Gas Connect Austria GmbH ist verpflichtet, an die TAG GmbH EUR 14.930.464,-- an Ausgleichszahlung zu bezahlen.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2021, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 17).

Bestimmungen zu Auktionen

§ 8. (1) Für Kapazitäten, die gemäß § 6 GMMO-VO 2012 per Auktion vergeben werden, gelten die jeweiligen Entgelte gemäß § 3 als Startpreis für die Auktion.

(2) Für Kapazitäten, die gemäß § 6 Abs. 1 GMMO-VO 2012 per Auktion vergeben werden, ist die Differenz zwischen dem Startpreis und dem in der Auktion erzielten Preis (Aufpreis) zusätzlich zum Startpreis für die jeweilige Dauer des Vertrages vom Netzbenutzer zu bezahlen. Ändern sich die Entgelte gemäß § 3 während der Vertragslaufzeit, ist der Gesamtpreis bestehend aus dem Startpreis und dem Aufpreis um die Differenz zwischen ursprünglichem und neuem Startpreis anzupassen.

(3) Im Falle von impliziten Allokationen gemäß Art. 2 Abs. 5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 984/2013 können niedrigere Faktoren als in § 3 Abs. 9 oder Abs. 9a angewendet werden.

(Anm.: Abs. 4 aufgehoben durch BGBl. II Nr. 85/2018)

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2018, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 13 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

3. Teil

Systemnutzungsentgelte im Verteilernetz

Bestimmung des Netzbereitstellungsentgelts im Verteilernetz

§ 9. (1) Für die Netzbereitstellungsentgelte im Verteilernetz werden bezogen auf die vertraglich vereinbarte Höchstleistung folgende Preisansätze bestimmt, wobei die Preisansätze in Euro (€) pro Kilowattstunde pro Stunde (kWh/h) angegeben werden:

1. Netzbereitstellungsentgelt für leistungsgemessene Anlagen und Speicheranlagen der Netzebenen 1 und 2: Bereiche Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol, Vorarlberg und Wien:
 - a) für feste Kapazität bzw. Standardkapazitäten: 3,-- €
 - b) für unterbrechbare Kapazitäten für Speicheranlagen: 0,-- €
3. Netzbereitstellungsentgelt für leistungsgemessene Anlagen und Speicheranlagen der Netzebene 3 Bereiche Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol, Vorarlberg und Wien:
 - a) für feste Kapazitäten bzw. Standardkapazitäten: 5,-- €
 - b) für unterbrechbare Kapazitäten für Speicheranlagen: 0,-- €
4. Netzbereitstellungsentgelt für nicht leistungsgemessene Anlagen der Netzebene 3: Bereiche Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol, Vorarlberg und Wien: 0,-- €

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2022, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 19 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Netznutzungsentgelt für Endverbraucher und Netzbetreiber

§ 10. (1) Für das von Endverbrauchern sowie von Netzbetreibern innerhalb von Netzbereichen zu entrichtende Netznutzungsentgelt im Verteilernetz gemäß § 73 Abs. 2 GWG 2011 werden Entgelte, bestimmt, die, sofern nicht besonders ausgewiesen, in Cent/kWh pro Zählpunkt für den Arbeitspreis bzw. Cent/kWh/h pro Jahr und pro Zählpunkt für den Leistungspreis oder als Pauschale in Cent/Monat pro Zählpunkt angegeben werden. Für Anlagen, die an die Netzebene 1 angeschlossen sind, gelten die Entgelte der Netzebene 2. Ein Wechsel von Netzebene 3 auf Netzebene 2 für bereits an das Netz angeschlossene Anlagen ist nur zulässig, wenn aufgrund einer für den Betrieb der Anlage notwendigen technischen Änderung nachweislich ein Übergabedruck größer 6 bar erforderlich wird.

(2) Wird die verbrauchte Gasmenge im Normzustand gemessen, wird die Energiemenge als Produkt aus Normvolumen und Verrechnungsbrennwert gemäß § 2 Abs. 1 Z 13 ermittelt.

(3) Wird die verbrauchte Gasmenge im Betriebszustand gemessen, erfolgt die Ermittlung des Normvolumens nach den technischen Methoden der ÖVGW Richtlinie G 0110, Ausgabe Oktober 2015. Der Luftdruck (pamb) in einer zugeordneten Höhenzone ist einmalig zu bestimmen. Die Energiemenge errechnet sich als Produkt aus Normvolumen und Verrechnungsbrennwert gemäß § 2 Abs. 1 Z 13.

(4) Die Entgelte werden verbrauchs- und leistungsabhängig in Zonen bzw. Staffeln festgelegt. Die Zonen 1-4 sowie die Staffeln 1-4 kommen für nicht leistungsgemessene Anlagen, die Zonen A-F sowie die Staffeln A-F kommen für leistungsgemessene Anlagen zur Anwendung. Der Arbeitspreis wird für die Zonen 1-4 bzw. A-F so festgelegt, dass je nach Jahresverbrauch alle darunter liegenden Zonen durchlaufen werden. Der Leistungspreis wird in den Staffeln A-F bzw. 1-4 festgelegt, wobei der Leistungspreis der Staffel 1-4 als Pauschale bestimmt wird. Die Pauschalen der Staffeln 1-4 sind grundsätzlich auf einen Zeitraum von einem Monat zu beziehen. Ist der Abrechnungszeitraum kürzer oder länger als ein Monat, sind die Pauschalen der Staffeln 1-4 tageweise zu aliquotieren. Es können Zonen bzw. Staffeln zusammengefasst werden, sodass mehrere Zonen bzw. Staffeln denselben Arbeitspreis bzw. denselben Leistungspreis aufweisen können. Die Rechnungslegung hat entsprechend den tatsächlichen Ableseintervallen (§ 15 Abs. 3) zu erfolgen, § 126 Abs. 2 GWG 2011 bleibt davon unberührt.

(5) Zur Ermittlung der Basis für die monatliche Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts für leistungsgemessene Anlagen ist die in der Abrechnungsperiode von einem Monat gemessene höchste stündliche Leistung heranzuziehen und mit dem Zwölftel des verordneten Leistungspreises zu multiplizieren. Bei einer Abrechnungsperiode von einem Jahr ist zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts das arithmetische Mittel der in der letzten Abrechnungsperiode monatlich gemessenen höchsten stündlichen Leistung heranzuziehen und mit dem verordneten Leistungspreis zu multiplizieren. Unabhängig von der tatsächlich gemessenen höchsten stündlichen Leistung eines Monats ist zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts jedenfalls die Mindestleistung gemäß § 2 Abs. 1 Z 9 heranzuziehen. Die Verrechnung der Mindestleistung kommt ausschließlich für Endverbraucher zur Anwendung.

(6) Wird die vertraglich vereinbarte Höchstleistung innerhalb eines Monats pro Zählpunkt überschritten, ist Endverbrauchern für die Leistungsüberschreitung der fünffache Leistungspreis zu verrechnen. Dieser Verrechnung ist die höchste gemessene stündliche Leistung des Monats zu Grunde zu legen.

Der fünffache Leistungspreis kommt bei einer kurzfristigen Leistungsüberschreitung nicht zur Anwendung, wenn folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

1. die Leistungsanspruchnahme aufgrund eines vom Verteilergiebtsmanager festgestellten Kapazitätsengpasses im Verteilernetz nur nach Können und Vermögen erfolgen kann,
2. die Leistungsüberschreitung zwischen dem Endverbraucher und dem Verteilernetzbetreiber auf Basis der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen vereinbart wurde,
3. die vereinbarte Höchstleistung pro Zählpunkt größer als 50.000 kWh/h ist, sowie
4. die Messwerte dem Verteilernetzbetreiber online zur Verfügung stehen.

(6a) Abweichend von Abs. 5 kann auf Antrag des Endverbrauchers bei Anlagen mit einer vertraglich vereinbarten Höchstleistung pro Zählpunkt von mehr als 50.000 kWh/h, die an die Netzebene 2 angeschlossen sind, zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts die täglich gemessene höchste stündliche Leistung herangezogen werden. Zur Ermittlung der Basis für die tägliche Verrechnung ist die täglich gemessene höchste stündliche Leistung mit dem gemäß diesem Absatz verordneten Leistungspreis zu multiplizieren. Eine Änderung der Verrechnungsmodalitäten ist einmal innerhalb von zwölf Monaten möglich. Unabhängig von der tatsächlich gemessenen höchsten stündlichen Leistung eines Tages ist zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts jedenfalls die Mindestleistung gemäß § 2 Abs. 1 Z 9 heranzuziehen.

(6b) Wird die vertraglich vereinbarte Höchstleistung innerhalb eines Tages pro Zählpunkt überschritten, ist Endverbrauchern für die Leistungsüberschreitung der fünffache Leistungspreis gemäß Abs. 6a zu verrechnen. Dieser Verrechnung ist die höchste gemessene stündliche Leistung des Tages zu Grunde zu legen.

Der fünffache Leistungspreis kommt bei einer kurzfristigen Leistungsüberschreitung nicht zur Anwendung, wenn folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

1. die Leistungsanspruchnahme aufgrund eines vom Verteilergiebtsmanager festgestellten Kapazitätsengpasses im Verteilernetz nur nach Können und Vermögen erfolgen kann,
2. die Leistungsüberschreitung zwischen dem Endverbraucher und dem Verteilernetzbetreiber auf Basis der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen vereinbart wurde,
3. die vereinbarte Höchstleistung pro Zählpunkt größer als 50.000 kWh/h ist sowie
4. die Messwerte dem Verteilernetzbetreiber online zur Verfügung stehen.

(6c) Auf Antrag sind Anlagen, die Regelreserve auf Stromregelreservemärkten bereitstellen, an Tagen, an denen der Regelzonenführer gemäß § 23 Abs. 2 Z 6 ElWOG 2010 die angebotene Regelenergie abrufen, unter sinngemäßer Anwendung des Abs. 6a abzurechnen. Die gemessene höchste stündliche Leistung der Tage, an denen Regelenergie abgerufen wird, ist bei der Ermittlung der monatlich gemessenen Höchstleistung nach Abs. 5 nicht zu berücksichtigen. Das Leistungsentgelt gem. Abs. 5 ist um jene Tage mit Regelenergieabruf anteilig zu reduzieren. Der Regelreserveanbieter hat dem Gasverteilernetzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, die für die Verrechnung notwendigen Daten zu übermitteln.

(7) Weicht die tatsächliche Abrechnungsperiode von einem Zeitraum von 365 bzw. 366 Tagen ab, sind die gemäß Abs. 4 zu durchlaufenden Zonen spezifisch auf die entsprechende Abrechnungsperiode gemäß dem anhand der Lastprofilverordnung ermittelten Lastprofil zu aliquotieren. Bei jeder Änderung der Netznutzungsentgelte ist eine Zonaliquotierung und, wenn der Zählerstand nicht bekannt ist, eine rechnerische Verbrauchsabgrenzung vorzunehmen. Die Aliquotierung der Zonen sowie die rechnerische Verbrauchsabgrenzung sind bei der Verrechnung transparent und nachvollziehbar darzustellen. Der Netzbetreiber stellt im Internet ein Modell zur Darlegung der Berechnungsmethodik zur Verfügung, anhand dessen die Zonaliquotierung und die rechnerische Verbrauchsabgrenzung nachvollzogen werden kann. Auf Kundenwunsch sind die Tages- und/oder Monatsverbräuche der letzten Abrechnungsperiode auf Basis der rechnerischen Verbrauchsabgrenzung elektronisch oder in Papierform dem Kunden zur Verfügung zu stellen.

(8) Für das von Endverbrauchern sowie von Netzbetreibern innerhalb von Netzbereichen zu entrichtende Netznutzungsentgelt im Verteilernetz gemäß § 73 Abs. 2 GWG 2011 werden folgende Entgelte bestimmt:

1. Netznutzungsentgelt für die Netzebene 2:

Netzbereich Burgenland Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis		Leistungspreis		
	[Cent/kWh] gem. Abs 5	[Cent/kWh] gem. Abs 6a	[Cent/kWh/h] gem. Abs 5	[Cent/kWh/h] gem. Abs 6a	
0 - 5.000.000	Zone A	0,4984	Staffel A	631	2,5932
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,2756	Staffel B	631	2,5932
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,1384	Staffel C	631	2,5932
>100.000.000 - 200.000.000	Zone D	0,0637	Staffel D	631	2,5932
>200.000.000 - 900.000.000	Zone E	0,0637	Staffel E	631	2,5932
>900.000.000	Zone F	0,0637	Staffel F	631	2,5932

Netzbereich Kärnten Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis		Leistungspreis		
	[Cent/kWh] gem. Abs 5	[Cent/kWh] gem. Abs 6a	[Cent/kWh/h] gem. Abs 5	[Cent/kWh/h] gem. Abs 6a	
0 - 5.000.000	Zone A	0,2534	Staffel A	564	2,3178
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,1354	Staffel B	564	2,3178
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,0803	Staffel C	564	2,3178
>100.000.000 - 200.000.000	Zone D	0,0547	Staffel D	564	2,3178
>200.000.000 - 900.000.000	Zone E	0,0547	Staffel E	564	2,3178
>900.000.000	Zone F	0,0308	Staffel F	564	2,3178

Netzbereich Niederösterreich Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6a	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6a
0 - 5.000.000	Zone A	0,0812	492	2,0219
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,0748	492	2,0219
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,0663	492	2,0219
>100.000.000 - 200.000.000	Zone D	0,0663	492	2,0219
>200.000.000 - 900.000.000	Zone E	0,0475	492	2,0219
>900.000.000	Zone F	0,0410	492	2,0219

Netzbereich Oberösterreich Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6a	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6a
0 - 5.000.000	Zone A	0,0720	508	2,0877
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,0711	508	2,0877
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,0482	508	2,0877
>100.000.000 - 200.000.000	Zone D	0,0460	508	2,0877
>200.000.000 - 900.000.000	Zone E	0,0452	508	2,0877
>900.000.000	Zone F	0,0449	508	2,0877

Netzbereich Salzburg Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6a	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6a
0 - 5.000.000	Zone A	0,2311	414	1,7014
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,2311	414	1,7014
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,2311	414	1,7014
>100.000.000 - 200.000.000	Zone D	0,0450	414	1,7014
>200.000.000 - 900.000.000	Zone E	0,0450	414	1,7014
>900.000.000	Zone F	0,0450	414	1,7014

Netzbereich Steiermark Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6a	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6a
0 - 5.000.000	Zone A	0,1419	569	2,3384
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,1060	569	2,3384
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,0764	569	2,3384
>100.000.000 - 200.000.000	Zone D	0,0632	569	2,3384
>200.000.000 - 900.000.000	Zone E	0,0627	569	2,3384
>900.000.000	Zone F	0,0621	569	2,3384

Netzbereich Tirol Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6a	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6a
0 - 5.000.000	Zone A	0,6568	418	1,7178
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,4737	418	1,7178
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,2863	418	1,7178
>100.000.000 - 200.000.000	Zone D	0,2863	418	1,7178
>200.000.000 - 900.000.000	Zone E	0,2863	418	1,7178
>900.000.000	Zone F	0,2863	418	1,7178

Netzbereich Vorarlberg Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6a	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6a		
0 - 5.000.000	Zone A	0,4000	0,6000	Staffel A	528	2,1699
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,2100	0,3150	Staffel B	528	2,1699
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,1500	0,2250	Staffel C	528	2,1699
>100.000.000 - 200.000.000	Zone D	0,1100	0,1650	Staffel D	528	2,1699
>200.000.000 - 900.000.000	Zone E	0,1100	0,1650	Staffel E	528	2,1699
>900.000.000	Zone F	0,1100	0,1650	Staffel F	528	2,1699

Netzbereich Wien Ebene 2

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6a	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6a		
0 - 5.000.000	Zone A	0,2176	0,3264	Staffel A	479	1,9685
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,1798	0,2697	Staffel B	479	1,9685
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,1250	0,1875	Staffel C	479	1,9685
>100.000.000 - 200.000.000	Zone D	0,0464	0,0696	Staffel D	479	1,9685
>200.000.000 - 900.000.000	Zone E	0,0463	0,0695	Staffel E	479	1,9685
>900.000.000	Zone F	0,0449	0,0674	Staffel F	479	1,9685

2. Netznutzungsentgelt für die Netzebene 3:

Netzbereich Burgenland Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6c	Pauschale/Monat [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6c	
0 - 40.000	Zone 1	1,6167	Staffel 1	300		
>40.000 - 80.000	Zone 2	1,6167	Staffel 2	300		
>80.000 - 200.000	Zone 3	1,3130	Staffel 3	300		
>200.000	Zone 4	1,3130	Staffel 4	300		
0 - 5.000.000	Zone A	0,5653	Staffel A		555	2,2808
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,2765	Staffel B		555	2,2808
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,1416	Staffel C		555	2,2808
>100.000.000	Zone D	0,0709	Staffel D		555	2,2808

Netzbereich Kärnten Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6c	Pauschale/Monat [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6c	
0 - 40.000	Zone 1	1,8019	Staffel 1	300		
>40.000 - 80.000	Zone 2	1,7738	Staffel 2	300		
>80.000 - 200.000	Zone 3	1,5012	Staffel 3	300		
>200.000	Zone 4	1,5012	Staffel 4	300		
0 - 5.000.000	Zone A	0,6339	Staffel A		505	2,0753
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,3771	Staffel B		505	2,0753
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,2911	Staffel C		505	2,0753
>100.000.000	Zone D	0,1508	Staffel D		505	2,0753

Netzbereich Niederösterreich Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6c	Pauschale/Monat [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6c	
0 - 40.000	Zone 1	1,2938	Staffel 1	300		
>40.000 - 80.000	Zone 2	1,2938	Staffel 2	300		
>80.000 - 200.000	Zone 3	1,1647	Staffel 3	300		
>200.000	Zone 4	1,1244	Staffel 4	300		
0 - 5.000.000	Zone A	0,4850	Staffel A		572	2,3507
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,4259	Staffel B		572	2,3507
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,3851	Staffel C		572	2,3507
>100.000.000	Zone D	0,3777	Staffel D		572	2,3507

Netzbereich Oberösterreich Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6c	Pauschale/Monat [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6c
0 - 40.000	Zone 1	1,3486	Staffel 1	300	
>40.000 - 80.000	Zone 2	0,9275	Staffel 2	300	
>80.000 - 200.000	Zone 3	0,7560	Staffel 3	300	
>200.000	Zone 4	0,7234	Staffel 4	300	
0 - 5.000.000	Zone A	0,3051	Staffel A		462
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,1349	Staffel B		462
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,0429	Staffel C		462
>100.000.000	Zone D	0,0429	Staffel D		462

Netzbereich Salzburg Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6c	Pauschale/Monat [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6c
0 - 40.000	Zone 1	1,1951	Staffel 1	300	
>40.000 - 80.000	Zone 2	1,1951	Staffel 2	300	
>80.000 - 200.000	Zone 3	1,0935	Staffel 3	300	
>200.000	Zone 4	1,0935	Staffel 4	300	
0 - 5.000.000	Zone A	0,6060	Staffel A		528
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,4440	Staffel B		528
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,3870	Staffel C		528
>100.000.000	Zone D	0,3870	Staffel D		528

Netzbereich Steiermark Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6c	Pauschale/Monat [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6c
0 - 40.000	Zone 1	1,3912	Staffel 1	300	
>40.000 - 80.000	Zone 2	1,3058	Staffel 2	300	
>80.000 - 200.000	Zone 3	1,0603	Staffel 3	300	
>200.000	Zone 4	0,8727	Staffel 4	300	
0 - 5.000.000	Zone A	0,4611	Staffel A		522
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,0934	Staffel B		522
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,0771	Staffel C		522
>100.000.000	Zone D	0,0592	Staffel D		522

Netzbereich Tirol Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6c	Pauschale/Monat [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6c
0 - 40.000	Zone 1	2,0018	Staffel 1	300	
>40.000 - 80.000	Zone 2	1,8879	Staffel 2	300	
>80.000 - 200.000	Zone 3	1,7670	Staffel 3	300	
>200.000	Zone 4	1,7670	Staffel 4	300	
0 - 5.000.000	Zone A	0,9273	Staffel A		541
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,7725	Staffel B		541
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,6182	Staffel C		541
>100.000.000	Zone D	0,5023	Staffel D		541

Netzbereich Vorarlberg Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6c	Pauschale/Monat [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6c
0 - 40.000	Zone 1	0,9600	Staffel 1	300	
>40.000 - 80.000	Zone 2	0,9600	Staffel 2	300	
>80.000 - 200.000	Zone 3	0,9600	Staffel 3	300	
>200.000	Zone 4	0,9600	Staffel 4	300	
0 - 5.000.000	Zone A	0,4000	Staffel A		528
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,2100	Staffel B		528
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,1500	Staffel C		528
>100.000.000	Zone D	0,1100	Staffel D		528

Netzbereich Wien Ebene 3

Verbrauch [kWh/a]	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 5	Arbeitspreis [Cent/kWh] gem. Abs 6c	Pauschale/Monat [Cent]	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 5	Leistungspreis [Cent/kWh/h] gem. Abs 6c
0 - 40.000	Zone 1	1,6375	Staffel 1	300	
>40.000 - 80.000	Zone 2	1,0755	Staffel 2	300	
>80.000 - 200.000	Zone 3	1,0755	Staffel 3	300	
>200.000	Zone 4	0,9168	Staffel 4	300	
0 - 5.000.000	Zone A	0,3992	Staffel A		754
>5.000.000 - 10.000.000	Zone B	0,2635	Staffel B		754
>10.000.000 - 100.000.000	Zone C	0,1459	Staffel C		754
>100.000.000	Zone D	0,1459	Staffel D		754

3. Netznutzungsentgelt für die Netzebenen 2 und 3 für öffentliche Anlagen, die zum Betanken von erdgasbetriebenen Fahrzeugen dienen, in den Netzbereichen Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Tirol, Vorarlberg und Wien:

- a) Pauschale/Jahr 2 520,-- €/Jahr
- b) Arbeitspreis: 0,39 ct/kWh.

(9) Vereinbart ein Verteilernetzbetreiber auf Basis der Allgemeinen Netzbedingungen mit einem Endverbraucher mit einer vereinbarten Höchstleistung pro Zählpunkt von mehr als 50.000 kWh/h und dessen Messwerte dem Verteilernetzbetreiber online zur Verfügung stehen, dass die vereinbarte Netznutzung des Endverbrauchers auf Veranlassung des Verteilergiebtsmanagers (§ 18 Abs. 1 Z 23 GWG 2011) um bis zu 100 % eingeschränkt werden kann, so ist für jede tatsächliche und der Anordnung des Verteilergiebtsmanagers entsprechend vorgenommene Einschränkung der Netznutzung der Leistungspreis für den Monat, in dem die Einschränkung erfolgt, wie folgt zu reduzieren: für jede Einschränkung, die dem Endverbraucher

1. bis spätestens 12 Uhr für den darauf folgenden Gastag (6 Uhr bis 6 Uhr) bekannt gegeben wird, um 25 % des der Einschränkung entsprechenden, monatlichen Leistungspreises;
2. bis spätestens Freitag, 12 Uhr für die übernächste Woche (Montag 6 Uhr bis Montag 6 Uhr) bekannt gegeben wird, um 100 % des der Einschränkung entsprechenden, monatlichen Leistungspreises;
3. bis spätestens zum 15. des Monats für den darauf folgenden Monat bekannt gegeben wird, um 100 % des der Einschränkung entsprechenden, monatlichen Leistungspreises.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2022, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 19 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Netznutzungsentgelt im Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze

§ 11. (1) Für das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das bzw. für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze werden gemäß § 73 Abs. 4 GWG 2011 Entgelte bestimmt, die, sofern nicht besonders ausgewiesen, in EUR/kWh/h pro Jahr und pro Ein- bzw. Ausspeisepunkt angegeben werden. Das Entgelt ist vom Netzbenutzer auch dann zu entrichten, wenn für gebuchte Kapazität nicht oder nur teilweise nominiert wird. § 10 Abs. 6 gilt sinngemäß.

(2) Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger wird für die folgenden Einspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung für Standardkapazität, wie folgt bestimmt:

1. Freilassing: 0,97;
2. Laa: 0,85.

(Anm.: Z 3 und 4 aufgehoben durch BGBl. II Nr. 427/2015)

(3) Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr oder länger wird für die folgenden Ausspeisepunkte, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Ausspeiseleistung für Standardkapazität, wie folgt bestimmt:

1. Freilassing: 3,26;
2. Laa: 1,23;
3. Laufen: 8,03;
4. Simbach: 6,04;
5. Gries am Brenner: 7,16;

6. Ruggell: 6,58;

7. Höchst: 6,58.

(4) Das Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten entspricht grundsätzlich dem Entgelt für die gleiche Leistung für Standardkapazität. Im Falle von Unterbrechungen ist dem Netzbenutzer eine Refundierung zu gewähren. Eine allfällige Refundierung innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen. Das vom Verteilernetzbetreiber zu refundierende Entgelt (ERm) errechnet sich anhand der Formel gemäß Anlage 1.

(5) Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze bzw. für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze mit einer Laufzeit von weniger als einem Jahr errechnet sich auf Basis der Entgelte (E) gemäß Abs. 2 und 3 anhand der folgenden Formeln:

1. für Quartalsprodukte: $(E/365) \cdot \text{Tageszahl des jeweiligen Quartals} \cdot 1,1$;

2. für Monatsprodukte: $(E/365) \cdot \text{Tageszahl des jeweiligen Monats} \cdot 1,2$;

3. für Tagesprodukte: $(E/365) \cdot 1,5$.

Im Falle von impliziten Allokationen gemäß Art. 2 Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/459 können niedrigere Faktoren angewendet werden.

(6) Das Netznutzungsentgelt für Ein- und Ausspeisung im Rahmen der impliziten Allokation im Verteilernetz an der Marktgebietsgrenze wird für alle Produkte mit einer Laufzeit von weniger als einem Monat mit dem Faktor 1,0 festgesetzt.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2022, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 19 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Netznutzungsentgelt im Verteilernetz für Speicherunternehmen

§ 12. (1) Für das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz in Speichereinrichtungen werden gemäß § 73 Abs. 5 GWG 2011 Entgelte bestimmt, die, sofern nicht besonders ausgewiesen, in EUR/kWh/h pro Jahr und pro Ausspeisepunkt angegeben werden. Das Entgelt ist auch dann zu entrichten, wenn für gebuchte Kapazität nicht oder nur teilweise nominiert wird. § 10 Abs. 6 gilt sinngemäß.

(2) Das Netznutzungsentgelt für die Ausspeisung aus dem Verteilernetz in Speichereinrichtungen wird für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr einheitlich für das gesamte Verteilergebiet, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung für Standardkapazitäten wie folgt bestimmt: 0,37.

(3) Das Entgelt für unterbrechbare Kapazitäten entspricht grundsätzlich dem Entgelt für die gleiche Leistung für Standardkapazität. Im Falle von Unterbrechungen ist dem Speicherunternehmen eine Refundierung zu gewähren. Eine allfällige Refundierung innerhalb eines Leistungsmonats wird vom Entgelt für den betreffenden Leistungsmonat abgezogen. Das vom Verteilernetzbetreiber zu refundierende Entgelt (ERm) errechnet sich anhand der Formel gemäß Anlage 1.

(4) Das Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage im Verteilernetz gemäß § 4 Abs. 8 Z 1 wird in Cent/kWh/h pro Tag wie folgt bestimmt: 0,77

Die Verrechnung des Netznutzungsentgelts erfolgt auf Basis der Summe der Minima der gemäß § 4 Abs. 8 Z 1 ermittelten Kontosaldi der Bilanzgruppen eines Gastages in kWh/h. § 4 Abs. 8 bis 11 gelten sinngemäß.

(5) Das Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage im Verteilernetz gemäß § 4 Abs. 8 Z 2 wird in Cent/kWh/h pro Tag wie folgt bestimmt: 0,27

Die Verrechnung des Netznutzungsentgelts erfolgt auf Basis der Summe der Maxima der gemäß § 4 Abs. 8 Z 2 ermittelten Kontosaldi der Bilanzgruppen eines Gastages in kWh/h. § 4 Abs. 8 bis 11 gelten sinngemäß.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2022, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 19 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Netznutzungsentgelt im Verteilernetz für Produktion und die Erzeugung von erneuerbaren Gasen

§ 13. (1) Für das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Verteilernetz aus Produktion bzw. aus Erzeugung von erneuerbaren Gasen werden gemäß § 73 Abs. 6 GWG 2011 Entgelte bestimmt, die,

sofern nicht besonders ausgewiesen, in EUR/kWh/h pro Jahr und pro Einspeisepunkt angegeben werden. Das Entgelt ist auch dann zu entrichten, wenn für gebuchte Kapazität nicht oder nur teilweise nominiert wird. § 10 Abs. 6 gilt sinngemäß.

(2) Das Netznutzungsentgelt für die Einspeisung in das Verteilernetz aus Produktion bzw. aus Erzeugung von erneuerbaren Gasen wird für Verträge mit einer Laufzeit von einem Jahr, bezogen auf die vertraglich vereinbarte Leistung für Standardkapazitäten wie folgt bestimmt:

1. Einspeisung aus Produktion im Netzbereich Niederösterreich: 0,56;
2. Einspeisung aus Produktion im Netzbereich Oberösterreich: 0,67;
3. Einspeisung aus Produktion im Netzbereich Salzburg: 2,21;
4. Einspeisung aus Erzeugung von erneuerbaren Gasen in allen Netzbereichen: 0,12.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2022, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 1 9 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017)

Kostenwälzung

§ 14. (1) Die Kosten der Netzebene 1 des jeweiligen Netzbetreibers sind unter Berücksichtigung der Erlöse der Netzebene 1 auf die Netzebene 2 zu überwälzen und werden somit Bestandteil der Kosten der Netzebene 2 für jeden Netzbereich. Die Wälzung der Kosten der Netzebene 1 zur Ermittlung der Kosten der Netzebene 1 je Netzbereich erfolgt nach der Maßgabe von zwei Verfahren gemäß Abs. 2 und 3, wobei die Verfahren im Verhältnis 50:50 gewichtet werden. Die Ausgangsbasis bilden die jeweiligen Kosten der Netzebene 1 eines Netzbereiches, die im Verfahren gemäß § 69 GWG 2011 festgestellt wurden.

(2) Beim ersten Verfahren werden die Kosten des Verteilergebietsmanagers gemäß § 74 GWG 2011 den Gesamtkosten der Netzebene 1 hinzugerechnet und diese Gesamtkosten werden im Verhältnis 70 % transportierter Leistung (Netto-Leistung, kWh/h) und 30 % verbrauchter (Gas-)Arbeit (Brutto-Arbeit, kWh) auf den jeweiligen Netzbereich des Verteilergebiets des Marktgebiet Ost verteilt.

(3) Beim zweiten Verfahren werden die Kosten des Verteilergebietsmanagers gemäß § 74 GWG 2011 auf die Netzbereiche entsprechend der aus der Fernleitung bezogenen Arbeit aufgeteilt und bilden einen Teil der jeweiligen Kosten des Netzbereichs der Netzebene 1. Die Kosten des PVS 2 werden unter Berücksichtigung der Erlöse im PVS 2 den Netzbereichen Niederösterreich bzw. Wien entsprechend der jeweils aus dem PVS 2 bezogenen Arbeit zugeordnet. Die dadurch ermittelten Kosten der Netzebene 1 je Netzbereich bilden die Basis für die Verrechnung der ausgetauschten Arbeit zwischen den Netzbereichen.

(4) Die Kosten des jeweiligen Verteilergebietsmanagers gemäß § 24 GWG 2011 werden zu 100 % nach verbrauchter (Gas-)Arbeit (Brutto-Arbeit, kWh) auf den jeweiligen Netzbereich in der Netzebene 2 und 3 verteilt.

(5) Die Kosten der Netzebene 2 sind, unter Berücksichtigung der Erlöse der Netzebene 2, auf die Netzebene 3 zu überwälzen. Dabei werden die Kosten im Verhältnis 70 % nach transportierter Leistung (Netto-Leistung, kWh/h) und 30 % nach verbrauchter Arbeit (Brutto-Arbeit, kWh) im Netzbereich verteilt.

(6) In Marktgebieten ohne Verteilerleitungen der Netzebene 1 finden lediglich die Abs. 4 und 5 Anwendung mit der Maßgabe, dass die Kosten des Verteilergebietsmanagers gemäß § 74 GWG 2011 im Verhältnis 70 % nach transportierter Leistung (Netto-Leistung, kWh/h) und 30 % nach verbrauchter Arbeit (Brutto-Arbeit, kWh) im Netzbereich verteilt werden.

(7) Die Aufteilung der Kosten gemäß Abs. 1 bis 6 auf die einzelnen Netzbereiche führt zu folgenden Nettozahlungen in TEUR. Die Nettozahlungen sind Jahresbeträge und werden in zwölf gleichen Teilbeträgen monatlich in Rechnung gestellt. Alle Rechnungen sind am 15. des dem Leistungserbringungsmonat folgenden Monats fällig.

1. Marktgebiet Ost:

	Austrian Gas Grid Management AG	Gas Connect Austria GmbH
a) WIENER NETZE GmbH zahlt:	7.587,5	12.253,2
b) Netz Niederösterreich GmbH zahlt:	214,7	346,7
c) Netz Burgenland GmbH zahlt:	815,8	1.317,5
d) Energienetze Steiermark GmbH zahlt:	2.449,3	3.955,4
e) Netz Oberösterreich GmbH zahlt:	2.832,3	4.574,0
f) KNG-Kärnten Netz GmbH zahlt:	447,5	722,6
g) Salzburg Netz GmbH zahlt:	1.097,3	1.772,1

Alle zur Zahlung verpflichteten Netzbetreiber der lit. a bis g haben dabei die Beträge an die beiden Zahlungsempfänger zu entrichten, welche wiederum die Ausgleichszahlung an den in lit. b normierten Netzbetreiber zu leisten haben.

2. Marktgebiet Tirol:

- a) TIGAS-Erdgas Tirol GmbH zahlt an Austrian Gas Grid Management AG: 3.273,8;
 b) Elektrizitätswerke Reutte AG zahlt an Austrian Gas Grid Management AG: 132,9.

3. Marktgebiet Vorarlberg: Die Vorarlberger Energienetze GmbH zahlt an Austrian

- Gas Grid Management AG: 3.071,3.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2020, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 16 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Entgelt für Messleistungen

§ 15. (1) Die gemäß § 77 GWG 2011 festgesetzten Entgelte für Messleistungen sind Höchstpreise, sofern nicht anders ausgewiesen je Monat und gelten für die jeweils eingesetzte Art der Messung, welche die Gasmenge in m³, Nm³ oder kWh erfasst. Soweit Messeinrichtungen von Kunden mit Lastprofilzählern selbst beigestellt werden, ist das Entgelt für Messleistungen entsprechend zu vermindern. Für Geräte im Zusammenhang mit Messleistungen, die nicht in Abs. 6 genannt werden und die im Eigentum des Netzbetreibers stehen, dürfen höchstens 1,5 % des Wertes dieser Geräte je Monat als Entgelt für die Beistellung, den Betrieb und die Eichung der Messgeräte verrechnet werden. Messleistungen sind im Rahmen dieser Höchstpreise aufwandsorientiert zu verrechnen. Ist der Abrechnungszeitraum kürzer oder länger als ein Monat, ist das Messentgelt tageweise zu aliquotieren.

(2) Sofern der Netzbetreiber die Errichtung, Demontage oder den Austausch von Zählleinrichtungen auf Veranlassung des Netzbenutzers selbst vornimmt oder vornehmen lässt, hat der Netzbetreiber dem Kunden einen Kostenvoranschlag für diese Maßnahme zu übermitteln. Montagen durch den Netzbetreiber haben unter Beachtung der verordneten Höchstpreise diskriminierungsfrei und aufwandsorientiert zu erfolgen. Übersteigen die Kosten für die Errichtung der Zählleinrichtung(en) am Zählpunkt 200 Euro, so ist es dem Kunden freizustellen, diese Kosten durch eine Einmalzahlung oder in Raten zu erstatten. Für die auf Veranlassung des Netzbenutzers erfolgte Errichtung und Demontage und die Überprüfung von Zählleinrichtungen, die nicht in Abs. 7 und 8 genannt werden und die im Eigentum des Netzbetreibers stehen, hat die Verrechnung diskriminierungsfrei und aufwandsorientiert zu erfolgen. Ein- und Ausbauten im Zug von Reparaturen, Nacheichungen und durch den Netzbetreiber veranlasste Gerätewechsel dürfen dem Kunden nicht extra verrechnet werden.

(3) Die Zählerablesung hat – mit Ausnahme von Lastprofilzählern und Verbrauchsaufzeichnungsmessgeräten gemäß § 2 Z 10 Lastprofilverordnung 2018, die täglich abzulesen sind, sowie intelligenten Messgeräten, die gemäß § 129 Abs. 1 GWG 2011 ausgelesen werden – jährlich zu erfolgen. Zusätzlich zum Entgelt gemäß Abs. 1 darf für die Datenauslesung von Lastprofilzählern und Verbrauchsaufzeichnungsmessgeräten gemäß § 2 Z 10 Lastprofilverordnung 2018, soweit keine Onlinemessung vereinbart wurde, ein Entgelt von höchstens 8,- € pro Monat verrechnet werden. Dieses Entgelt ist auf der Rechnung getrennt vom Entgelt gemäß Abs. 1 anzuführen.

(4) Zähler, welche von der Nacheichung befreit sind, sind nach spätestens 15 Jahren zu überprüfen. Die erfolgte Überprüfung ist am Messgerät ersichtlich zu machen. Erfolgt diese Überprüfung nicht, so darf das Entgelt ab diesem Zeitpunkt höchstens 0,75 % vom jeweiligen Wert betragen.

(5) Werden Lastprofilzähler und Mengenumwerter nach 15 Jahren nicht erneuert, darf das Entgelt ab diesem Zeitpunkt höchstens 0,75 % vom jeweiligen Wert bzw. höchstens die Hälfte des verordneten Höchstpreises betragen.

(6) Für das von Netzbenutzern zu entrichtende Entgelt für Messleistungen werden folgende Höchstpreise je angefangenem Monat bestimmt.

- Höchstpreise für Balgengaszähler G 2,5 – G 100 und intelligente Messgeräte sowie Zubehör, Optionen für Betriebsdrücke bis 0,5 bar:

Typ	Balgengaszähler inkl. Verschraubungen [€]	Intelligente Messgeräte ohne Abschaltfunktion [€]
-----	---	---

G 2,5 – G 4	1,35	1,95
G 6	1,75	2,35
G 10 – G 16	3,55	4,15
G 25	5,70	6,30
G 40	11,90	12,50
G 65	16,70	17,30
G 100	26,20	

Zubehör, Optionen	[€]
Impulsnehmer	0,30
Temperaturkompensation bis G 6 für Balgengaszähler	0,10
Temperaturkompensation ab G 10 für Balgengaszähler	0,20
Abschaltfunktion	0,30

- Höchstpreise für Drehkolbengaszähler G 25 – G 1000 (für Betriebsdrücke bis 16 bar) mit zumindest einem Impulsgeber:

Typ	Drehkolbengaszähler [€]
-----	-------------------------

G 25 – G 40	18,60
G 65	19,50
G 100	22,50
G 160	32,85
G 250	35,70
G 400	55,05
G 650	78,75
G 1000	104,40

Für Drehkolbengaszähler welche als intelligentes Messgerät Verwendung finden, kann zusätzlich ein Entgelt von höchstens 2,00 € verrechnet werden.

3. Höchstpreise für Lastprofilzähler (LPZ) mit Übertragung in Euro:
- a) LPZ mit einkanaliger Ausführung 13,50;
 - b) LPZ mit zweikanaliger Ausführung 15,00;
 - c) LPZ mit Ausführung mit mehr als zwei Kanälen 18,00;
 - d) Onlinemessungen 40,00.

4. Höchstpreise für Kompaktmengenumwerter (MUW) und Temperaturumwerter (TUW):

Typ	[€]
Kompaktmengenumwerter ohne LPZ	40,00
Kompaktmengenumwerter mit LPZ und Übertragung	55,00
Kompaktmengenumwerter mit Onlinemessung	80,00
Temperaturumwerter elektronisch	5,00

5. Höchstpreise für Verbrauchsaufzeichnungsmessgeräte gemäß § 2 Z 10 Lastprofilverordnung 2018 mit Übertragung in Euro:
- a) einkanalige Ausführung..... 7,00;
 - b) Ausführung mit zwei oder mehr Kanälen..... 10,00;

6. Höchstpreise für 230 Volt Energieversorgung, insbesondere für Mengenumwerter, Lastprofilzähler, Verbrauchsaufzeichnungsmessgeräte und Onlinemessung: 10,00 Euro.

(7) Für die Errichtung oder Demontage von Messeinrichtungen, welche im Eigentum des Netzbetreibers stehen, werden folgende Höchstpreise bestimmt:

1. Höchstpreise für die Errichtung oder Demontage von Balgengaszählern und intelligenten Messgeräten bis zur Größe G 65:

Größe (inkl. Zählerregler)	Errichtung [€]	Demontage [€]
bis G 16	60,00	30,00
G 25 bis G 65	90,00	45,00

2. Höchstpreise für die Errichtung oder Demontage von Onlinemessungen:

Größe	Errichtung [€]	Demontage [€]
Standard	250,00	125

(8) Für die Überprüfung von Messeinrichtungen auf Veranlassung des Netzbenutzers, welche im Eigentum des Netzbetreibers stehen, werden folgende Höchstpreise bestimmt. Die Verrechnung dieser Leistung ist nur bei nicht defekten Messeinrichtungen zulässig:

- 1. vor Ort ohne Ausbau des Messgerätes (keine Mengenumwerter-Überprüfung):..... 40,00 €
- 2. vor Ort ohne Ausbau des Messgerätes, mit Überprüfung von Zusatzeinrichtungen: 80,00 €
- 3. durch eine kompetente Prüfstelle für Balgengaszähler und intelligente Messgeräte bis G 65 nach Ausbau des Messgeräts: 90,00 €
- 4. vor Ort mit Ausbau für Zähler G 25 bis G 250 (ausgenommen Balgengaszähler und intelligente Messgeräte): 200,00 €

5. vor Ort mit Ausbau für Zähler G 400 bis G 1000:	300,00 €
6. vor Ort mit Ausbau für Zähler größer G 1000:	500,00 €

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2022, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 19 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Verrechnung der Entgelte

§ 16. (1) Die Rechnungslegung hat spätestens sechs Wochen nach der für die Abrechnungsperiode relevanten Zählerstandsermittlung und nach Vorliegen des abrechnungsrelevanten Verrechnungsbrennwerts zu erfolgen. Der Netzbetreiber hat die Rechnung über die Systemnutzungsentgelte innerhalb von drei Wochen an den Versorger zu übermitteln, sofern der Versorger auch die Rechnung über die Netznutzung legt.

(2) Weicht eine rechnerische Verbrauchsermittlung gemäß § 73 Abs. 7 GWG 2011 von den tatsächlichen Werten ab, so ist eine unentgeltliche Rechnungskorrektur vorzunehmen.

(3) Die zur Anwendung kommenden Entgelte für Messleistungen sind vom Netzbetreiber in geeigneter Form, etwa im Internet, zu veröffentlichen.

(4) Nimmt der Netzbetreiber bei der Verrechnung des Netzzutrittsentgelts eine Pauschalierung gemäß § 75 Abs. 2 GWG 2011 für vergleichbare Netzbenutzer vor, sind die zur Anwendung kommenden Pauschalen in geeigneter Form, etwa im Internet, zu veröffentlichen.

(5) Der Netzbetreiber hat von Betreibern einer Anlage gemäß § 75 Abs. 3 und Abs. 4 GWG 2011 die von ihm übernommenen Kosten in den ersten 15 Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage anteilig zurückzufordern, wenn die Netznutzungsentgelte nach den im ursprünglichen Netzzugangsvertrag vereinbarten Kapazitäten nicht voll entrichtet werden.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2022, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 19 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Ausgleichszahlungen

§ 17. (1) Die Ausgleichszahlungen werden als Nettoszahlen in TEUR, die Jahresbeträge darstellen, festgelegt und sind in zwölf gleichen Teilbeträgen monatlich zu leisten. Alle Rechnungen sind am 15. des dem Leistungserbringungsmonat folgenden Monats fällig.

(2) Für den Netzbereich Kärnten werden folgende Ausgleichszahlungen festgelegt: KNG-Kärnten Netz GmbH zahlt an Energie Klagenfurt GmbH: 203,0.

(3) Für den Netzbereich Oberösterreich werden folgende Ausgleichszahlungen festgelegt:

Zahler	Empfänger		
	Linz Netz GmbH	Energie Ried GmbH	eww ag
Netz Oberösterreich GmbH zahlt an	6.087,8	841,9	867,2
Stadtbetriebe Steyr GmbH zahlt an	198,8	27,5	28,3

(4) Für den Netzbereich Steiermark werden folgende Ausgleichszahlungen festgelegt:

Zahler	Empfänger		
	Energienetze Steiermark GmbH	Stadtwerke Kapfenberg GmbH	Gasnetz Veitsch
Energie Graz GmbH & Co KG zahlt an	378,7	175,4	6,5
Stadtwerke Leoben zahlt an	65,6	30,4	1,1

(5) Für den Netzbereich Tirol werden folgende Ausgleichszahlungen festgelegt: TIGAS-Erdgas Tirol GmbH zahlt an Elektrizitätswerke Reutte AG: 1.525,0.

(6) Für den Netzbereich Vorarlberg werden folgende Ausgleichszahlungen festgelegt: Stadtwerke Bregenz GmbH zahlt an Vorarlberger Energienetze GmbH: 440,8.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2020, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 16 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

Bestimmung von Entgelten für sonstige Leistungen

§ 18. (1) Netzbetreiber sind berechtigt, für die Erbringung sonstiger Leistungen, die nicht durch die Entgelte gemäß § 72 Abs. 2 Z 1 bis 4 GWG 2011 abgegolten und vom Netzbenutzer unmittelbar verursacht sind, folgende Entgelte zu verrechnen:

1. Entgelte für Mahnungen:

a) erste Mahnung	0,00 €
b) jede weitere Mahnung	1,50 €
c) letzte Mahnung gemäß § 127 Abs. 3 GWG 2011	5,00 €

2. Abschaltungen, Sperrungen und Trennung von Hausanschlüssen:

a) Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs gemäß § 127 Abs. 3 GWG 2011 vor Ort	25,00 €
b) Sperrung oder Wiedereinschaltung aus sicherheitstechnischen Gründen	30,00 €
c) Trennung der Anschlussleitung vom Verteilernetz bis DA 63 samt Freispülung der getrennten Hausanschlussleitung	450,00 €
d) Trennung der Anschlussleitung vom Verteilernetz größer DA 63 samt Freispülung der getrennten Hausanschlussleitung	800,00 €

3. Ablesung von Messeinrichtungen und Zwischenabrechnung auf Veranlassung des Netzbenutzers:

a) Ablesung vor Ort ohne Zwischenabrechnung	10,00 €
b) Ablesung vor Ort mit Zwischenabrechnung	15,00 €
c) Zwischenabrechnung ohne Ablesung vor Ort	5,00 €

4. Zur Verfügung stellen von Lastprofilzählerdaten – tagesaktuell:

a) im Standardformat laut sonstigen Marktregeln	0,00 €
b) Sonderformate	10,00 €
c) erstmalige Einrichtung der Datenschnittstelle	50,00 €

(2) Die Entgelte gemäß Abs. 1 Z 4 lit. b sind monatlich verrechenbar, Abs. 1 Z 1 bis 3 und Abs. 1 Z 4 lit. c sind jeweils im Anlassfall verrechenbar.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2022, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 19 iVm § 2 Z 16 GStat-VO 2017).

4. Teil

Entgelt für Verteilergbietsmanager

Höhe und Weiterverrechnung des Entgelts für Verteilergbietsmanager

§ 19. Die zu bezahlenden Anteile am jährlichen Entgelt für den Verteilergbietsmanager werden in TEUR wie folgt bestimmt. Die Entrichtung des Entgelts an den Verteilergbietsmanager erfolgt in zwölf gleichen monatlichen Teilbeträgen:

1. Verteilergbiet Ost:

a) für den Netzbereich Oberösterreich die Netz Oberösterreich GmbH:	2.374,8
b) für den Netzbereich Niederösterreich die Netz Niederösterreich GmbH:	1.570,5
c) für den Netzbereich Steiermark die Energienetze Steiermark GmbH:	1.435,2
d) für den Netzbereich Burgenland die Netz Burgenland GmbH:	235,9
e) für den Netzbereich Kärnten die KNG-Kärnten GmbH:	198,4
f) für den Netzbereich Salzburg die Salzburg Netz GmbH:	317,8
g) für den Netzbereich Wien die WIENER NETZE GmbH:	2.300,8

2. Verteilergbiet Tirol:

a) für den Netzbereich Tirol die TIGAS-Erdgas Tirol GmbH:	497,2
---	-------

3. Verteilergbiet Vorarlberg:

a) für den Netzbereich Vorarlberg die Vorarlberger Energienetze GmbH:	301,4
---	-------

Alle Rechnungen sind am 15. des dem Leistungserbringungsmonat folgenden Monats fällig.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1. Jänner 2017, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 11).

5. Teil Schlussbestimmungen

Übergangsbestimmung

§ 20. (1) Diese Verordnung findet auch auf die den Netzbetrieb übernehmenden Rechtsnachfolger der von dieser Verordnung erfassten Erdgasunternehmen Anwendung.

(2) Die Zahlungen des § 14 Abs. 7 Z 2 und 3 in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2013 sind abweichend zu § 14 Abs. 7 zweiter Satz Werte für den Zeitraum von Oktober 2013 bis Dezember 2013 und sind ab 1. Oktober 2013 in gleichen Teilbeträgen monatlich in Rechnung zu stellen.“

(3) Die in §§ 9, 10, 15 und 18 GSNE-VO 2013-Novelle 2013 festgelegten Systemnutzungsentgelte gelten in den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg ab dem 1. Jänner 2013, 0 Uhr. Die in den §§ 9 bis 13, § 15 und § 18 GSNE-VO 2013-Novelle 2013 gelten im Marktgebiet Ost ab dem 1. Jänner 2013, 6 Uhr.

(4) Das Speicherunternehmen ist verpflichtet, dem Netzbetreiber den von einem unabhängigen Wirtschaftsprüfer bestätigten Ist-Wert des Speicherstandkontos pro Speicherkunde per 1. April 2016, 6.00 Uhr zu melden. Dabei hat die Summe der Speicherstandkonten der Speicherkunden der Summe der Speicherstandkonten der Bilanzgruppen zu entsprechen. Kommt das Speicherunternehmen dieser Verpflichtung bis zum 20. April 2016 nicht nach, wird ein Ist-Wert des Speicherstandkontos pro Speicherkunden von Null angesetzt.

(5) Die Multiplikatoren gemäß § 3 Abs. 9 Z 3 und Z 4 sind erstmals für day-ahead-Kapazitäten sowie für Rest of the Day- und Within Day-Produkte mit einem Laufzeitbeginn ab 1. Oktober 2017, 6 Uhr, anwendbar; bis zu diesem Zeitpunkt gilt der Multiplikator 1.

Inkrafttreten

§ 21. (1) Diese Verordnung tritt mit 1. Jänner 2013 in Kraft.

(2) Die §§ 1, 2 und § 4 Abs. 1 und Abs. 3 Z 2 sowie der 3., 4. und 5. Teil in der Fassung der GSNE-VO 2013-Novelle 2013 treten mit 1. Jänner 2013 in Kraft.

(3) Die Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Tarife für die Systemnutzung in der Gaswirtschaft bestimmt werden (Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008, GSNT-VO 2008) verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 021 vom 30. Jänner 2008, in der Fassung der GSNT-VO 2008-Novelle 2009, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 252 vom 24. Dezember 2008, der GSNT-VO 2008-Novelle 2010, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 vom 24. Dezember 2009, der GSNT-VO 2008-Novelle 2011, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 vom 23. Dezember 2010 sowie der GSNT-VO 2008-Novelle 2012, BGBl. II Nr. 441/2011 tritt mit Ablauf des 1. Jänner 2013, 6 Uhr außer Kraft.

(4) Die Verordnung der Energie-Control Kommission mit der das Netznutzungsentgelt für grenzüberschreitende sonstige Transporte von Erdgas und für grenzüberschreitende Transporte von Erdgas von einem Einspeisepunkt in die Regelzone zu einem Ausspeisepunkt aus der Regelzone bestimmt wird (Sonstige Transporte-Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung – SonT-GSNT-VO 2007), verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 189 vom 28. September 2007, in der Fassung der SonT-GSNT-VO Novelle 2008 vom 25. Jänner 2008, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 021 vom 30. Jänner 2008, der SonT-GSNT-VO Novelle 2009, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 252 vom 24. Dezember 2008, der SonT-GSNT-VO Novelle 2010, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 vom 24. Dezember 2009, der SonT-GSNT-VO Novelle 2011, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 vom 23. Dezember 2010 sowie der SonT-GSNT-VO Novelle 2012, BGBl. II Nr. 439/2011 tritt mit Ablauf des 1. Jänner 2013, 6 Uhr außer Kraft.

(5) Die Verordnung der Energie-Control Kommission betreffend das Entgelt für den Regelzonenführer, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 188 vom 30. September 2002, in der Fassung der Verordnung der Energie-Control Kommission, mit der die Verordnung der Energie-Control Kommission betreffend das Entgelt für den Regelzonenführer geändert wird vom 19. Mai 2004, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 101 vom 26. Mai 2004; der RZF-VO-Novelle 2005 vom

25. Oktober 2005, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 212 vom 29. Oktober 2005, der Gas-RZF-VO-Novelle 2006 vom 20. Dezember 2006, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 250 vom 28. Dezember 2006, der Gas-RZF-VO-Novelle 2008 vom 25. Jänner 2008, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 021 vom 30. Jänner 2008, der Gas-RZF-VO-Novelle 2009 vom 19. Dezember 2008, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 252 vom 24. Dezember 2008, der Gas-RZF-VO-Novelle 2010 vom 22. Dezember 2009, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 vom 24. Dezember 2009, der Gas-RZF-VO-Novelle 2011 vom 20. Dezember 2010, verlautbart im Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 249 vom 23. Dezember 2010 sowie der Gas-RZF-VO-Novelle 2012, BGBl. II Nr. 438/2011 tritt mit Ablauf des 31. Dezember 2012 außer Kraft.

(6) Die § 2 Abs. 1, § 9 Abs. 1, § 10 Abs. 6 bis 6b und Abs. 8, § 11 Abs. 2 bis 4, § 12 Abs. 3, § 13 Abs. 2, § 14 Abs. 7, § 15 Abs. 3 und Abs. 6 bis 8, § 16 Abs. 1, § 17 und § 19 Z 1 bis 3 in der Fassung der GSNE-VO 2013-Novelle 2014 treten mit 1. Jänner 2014, 6 Uhr in Kraft. Für Endverbraucher, die bis 31.1.2014 Anträge gemäß § 10 Abs. 6a einbringen, wird zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgelts rückwirkend ab 1.1.2014, 6 Uhr die täglich gemessene höchste stündliche Leistung angewendet.

(7) Die § 4 Abs. 1 und Abs. 6 bis 11, § 12 Abs. 4 und Abs. 5 sowie § 20 Abs. 4 in der Fassung der 3. GSNE-VO 2013-Novelle 2014 treten mit 1. Mai 2014, 6 Uhr in Kraft.

(8) Die § 2 Abs. 1 Z 13, § 3 Abs. 8, § 4 Abs. 5, § 4 Abs. 9 Z 1, § 7 Abs. 2, § 10 Abs. 6c, § 10 Abs. 7, § 10 Abs. 8 Z 1 und Z 2, § 12 Abs. 2, § 12 Abs. 4, § 13 Abs. 2, § 14 Abs. 7, § 15 Abs. 8 Z 3, § 17 und § 19 in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2015 treten mit 1. Jänner 2015, 6 Uhr in Kraft.

(9) Die § 3 Abs. 2 Z 5, § 3 Abs. 4 Z 2, § 3 Abs. 6a, § 3 Abs. 9, § 4 Abs. 2a, § 4 Abs. 6 Z 1 und § 8 Abs. 4 in der Fassung der GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2015 treten mit 1. Februar 2015, 6 Uhr in Kraft.

(10) Die § 2 Abs. 1 Z 13, § 3 Abs. 2 Z 6, § 3 Abs. 6a Z 1 und Z 2, § 8 Abs. 1 und Abs. 3, § 10 Abs. 3, § 10 Abs. 8 Z 1 und Z 2, § 11 Abs. 2 Z 2, § 12 Abs. 2, § 13 Abs. 2 Z 1 bis 3, § 14 Abs. 7, § 17 und § 19 in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2016, BGBl. II Nr. 427/2015, treten mit 1. Jänner 2016, 6 Uhr in Kraft. § 4 Abs. 6, Abs. 7, Abs. 9, Abs. 10 und Abs. 11 sowie § 10 Abs. 6 und 6b in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2016, BGBl. II Nr. 427/2015, treten mit 1. April 2016, 6 Uhr in Kraft, § 11 Abs. 3 Z 6 in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2016 tritt mit 1. Oktober 2016, BGBl. II Nr. 427/2015, 6 Uhr in Kraft. § 3 Abs. 4 Z 1, § 4 Abs. 2a, § 11 Abs. 2 Z 3 und Z 4 treten mit 1. Jänner 2016, 6 Uhr außer Kraft.

(11) Die Bestimmungen der GSNE-VO 2013-Novelle 2017, BGBl. II Nr. 425/2016, treten mit 1. Jänner 2017, 6 Uhr, in Kraft.

(12) Die Bestimmungen der GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2017, BGBl. II Nr. 243/2017, treten mit dem der Kundmachung folgenden Gastag in Kraft.

(13) Die Bestimmungen der GSNE-VO 2013 – Novelle 2018, BGBl. II Nr. 399/2017, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2018 in Kraft.

(14) Die Bestimmungen der GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2018, BGBl. II Nr. 85/2018, treten mit dem der Kundmachung folgenden Gastag in Kraft.

(15) § 2 Abs. 1 Z 1 und Z 13 zweiter Satz, § 10 Abs. 6c letzter Satz, § 10 Abs. 8 Z 1 und 2, § 11 Abs. 3 Z 6, § 12 Abs. 2, § 13 Abs. 2 Z 2 und 3, § 14 Abs. 7 Z 1, § 14 Abs. 7 Z 2 lit. a und b, § 14 Abs. 7 Z 3, § 15 Abs. 3, § 17 Abs. 2 bis Abs. 6 und § 19 Z 1 bis Z 3, jeweils in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2019, BGBl. II Nr. 355/2018, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2019 in Kraft.

(16) Die Bestimmungen der GSNE-VO 2013 – Novelle 2020, BGBl. II Nr. 423/2019, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2020 in Kraft.

(17) § 3 Abs. 1 bis Abs. 7a sowie Abs. 9 bis Abs. 10, § 4 Abs. 1 und Abs. 2, Abs. 5 bis Abs. 7, § 7 Abs. 2, § 8 Abs. 3, § 12 Abs. 4 und Abs. 5 sowie Anlage 1 und Anlage 3, in der Fassung der GSNE-VO 2013 – 2. Novelle 2020, BGBl. II Nr. 254/2020, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2021 in Kraft.

(18) § 2 Abs. 1 Z 13, § 10 Abs. 8 Z 1 und 2, § 11 Abs. 2 Z 1 und 2, § 11 Abs. 3, § 12 Abs. 4 und 5, § 14 Abs. 7 Z 1 bis 3, § 17 Abs. 2 bis 6 sowie § 19 Z 1 bis 3, in der Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2021, BGBl. II Nr. 574/2020, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2021 in Kraft.

(19) § 3 Abs. 4 Z 4 und 5 sowie § 3 Abs. 4a in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 437/2021 treten mit dem der Kundmachung folgenden Gastag in Kraft.

(19) § 2 Abs. 1 Z 13, § 10 Abs. 8 Z 1 und 2, § 11 Abs. 1, § 11 Abs. 3 Z 6 und 7, § 12 Abs. 1 und 2, § 13 samt Überschrift, § 14 Abs. 7 Z 1 bis 3, § 16 Abs. 5, § 17 Abs. 2 bis 6 und § 19 Z 1 bis 3, in der

Fassung der GSNE-VO 2013 – Novelle 2022, BGBl. II Nr. 557/2021, treten mit Beginn des Gastages 1. Jänner 2022 in Kraft.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2021, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 17).

Anlage 1 (zu § 3 Abs. 7 und § 4 Abs. 4)

$$E_{Rm} = (D_{rf} * F_R) * AvgC_{int} \leq F_m$$

wobei gilt

E_{Rm} ist die Refundierung einer aufgetretenen Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten gemäß § 3 Abs. 7 sowie von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten gemäß § 4 Abs. 4. Die Refundierung gilt jeweils für den Tag an dem eine Unterbrechung vorliegt;

D_{rf} ist:

- im Fall der Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten gemäß § 3 Abs. 7 das Netznutzungsentgelt für Tagesprodukte gemäß § 3 Abs. 9 bzw. Abs. 9a oder
- im Fall der Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten gemäß § 4 Abs. 4 das anteilige Netznutzungsentgelt für den Tag der Unterbrechung gemäß § 4 Abs. 2;

F_R ist der Refundierungsfaktor; er entspricht :

- im Fall der Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten gemäß § 3 Abs. 7 dem Wert 3;
- im Fall der Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitätsprodukten gemäß § 4 Abs. 4 dem Wert 1,5;

$AvgC_{int}$ ist die durchschnittliche unterbrechbare Kapazität, die an dem betreffenden Tag unterbrochen wurde, berechnet als

$$AvgC_{int} = \left(\frac{\sum_{i=1}^{h_R} c_{diff,i}}{h_R} \right) \text{ wobei}$$

$c_{diff,i}$ ist die tatsächliche unterbrochene Kapazität des Produkts, berechnet als die Differenz zwischen der angebotenen Kapazität auf Stundenbasis und der tatsächlich verfügbaren Kapazität auf Stundenbasis während jeder von der Unterbrechung betroffenen Stunde;

h_R ist die Anzahl der Stunden eines Gastages;

i ist die relevante Stunde, in der eine Unterbrechung auftritt;

F_m ist das Netznutzungsentgelt, das ungeachtet der Unterbrechung für den Zeitraum, in dem die Unterbrechung eingetreten ist, dem Netzbenutzer in Rechnung zu stellen wäre.

Anlage 2 (zu § 3 Abs. 10 und § 4 Abs. 5)

$$E_{Km} = \left(\frac{E_m}{h_m * q} \right) * \left(\sum_{K=1}^{h_K} q_{diffK} * h_K \right)$$

wobei:

E_{Km} = die Entgeltkürzung pro Monat;

E_m = das Entgelt pro Monat;

h_m = die Gesamtanzahl der Stunden des Monats, in dem die Einschränkung der Transportdienstleistung auftritt;

q = die vertraglich vereinbarte Stundenrate am Ein- bzw. Ausspeisepunkt;

q_{diffK} = die Differenz zwischen nominierter Stundenrate am Ein- bzw. Ausspeisepunkt und der am selben Punkt zur Verfügung gestellten Stundenrate je eingeschränkter Stunde, sofern diese Differenz positiv ist;

h_K = die Anzahl der Stunden innerhalb des Leistungsmonats, für deren Dauer die Transportdienstleistung eingeschränkt wird.

Beachte für folgende Bestimmung

Tritt mit 1.1.2021, 6 Uhr, in Kraft (vgl. § 21 Abs. 17).

Anlage 3 (zu § 3 und § 4)

Referenzpreismethode gemäß Art. 6 ff der Verordnung (EU) Nr. 2017/460

(Anm.: Anlage 3 als PDF dokumentiert)

Anlage 3 zur GSNE-VO 2013

Durchführung der Verordnung (EU) 2017/460 zur Festlegung eines Netzkodex über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen, ABI. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 29, (NC TAR)

Inhalt

1	Beschreibung der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a NC TAR)	3
1.1	Beschreibung der Referenzpreismethode	3
1.2	In der angewandten Referenzpreismethode verwendete Parameter, die sich auf die technischen Merkmale des Fernleitungsnetzes beziehen (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. i NC TAR) .	7
1.3	Vorgesehene Anpassungen an Einspeisepunkten aus Speicheranlagen und Ausspeisepunkten in Speicheranlagen (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. ii NC TAR).....	10
1.4	Zulässige Erlöse (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. i NC TAR).....	11
1.5	Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern (Art. 10 Abs. 3 NC TAR) 11	
2	Höhe und Vergleich der Fernleitungsentgelte	12
2.1	Referenzpreise (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iii NC TAR) und Unterschied in der Höhe der Fernleitungsentgelte für dieselbe Art der Fernleistungsdienstleistung (Art. 30 Abs. 2 lit. a sublit. i und ii NC TAR).....	12
2.2	Erläuterung des Unterschieds in der Höhe der Fernleitungsentgelte für die laufende und die kommende Entgeltperiode (Art. 26(d)(i) NC TAR)	13
2.3	Vereinfachtes Entgeltmodell (Art. 30 Abs. 2 lit. b NC TAR).....	14
3	Erlöse aus Fernleistungsdienstleistungen (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. iv NC TAR).....	14
4	Bewertung der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a NC TAR)	14
4.1	Prüfung der Kostenzuweisung (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iv NC TAR)	14
4.2	Wahl der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. v NC TAR).....	15
4.3	Vergleich mit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. vi NC TAR).....	18

1 Beschreibung der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a NC TAR)

1.1 Beschreibung der Referenzpreismethode

Die für die Berechnung der Netzentgelte für das österreichische Einspeise-Ausspeisesystem zur Anwendung kommende Referenzpreismethode (RPM) ist die Variante B ("Virtueller Referenzpunkt", siehe dazu FN 1 und 2), welche die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agentur) in den beiden Dokumenten *Revised chapter on Cost Allocation and determination of the reference price of the draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures* (Überarbeitetes Kapitel zur Kostenzuordnung und Festlegung des Referenzpreises im Entwurf für die Rahmenleitlinie über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen)¹ und *Tariff Methodologies: Examples Illustrating the document Public Consultation on Draft Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas* (Beispiele für die Tarifierung, Ergänzungsdokument zur öffentlichen Konsultation des Entwurfes für die Rahmenleitlinie über harmonisierte Fernleitungsentgeltstrukturen)² erläutert.

Die RPM wird gemäß Art. 6 Abs. 3 NC TAR von allen Fernleitungsnetzbetreibern im österreichischen Einspeise-Ausspeisesystem gemeinsam auf alle Einspeise- und Ausspeisepunkte angewandt. Die ermittelten Referenzpreise sollen für die kommende Entgeltperiode, welche von 1.1.2021 bis 30.9.2024 laufen soll, zur Anwendung kommen.

Die strukturellen Eigenschaften der Netze im Marktgebiet Ost und die vorherrschenden Gasflüsse zeigen den Netzkopplungspunkt Baumgarten als einzig dominanten Knotenpunkt; er ist damit der virtuelle Referenzpunkt.

Diese RPM inkl. der Bestimmung des Kopplungspunktes Baumgarten als virtuellem Referenzpunkt wurde bereits vor Inkrafttreten des NC TAR für die seit 2016 gültige Entgeltperiode gemeinsam angewandt und hat sich seither bereits als allgemein akzeptierte, transparente und kostenorientierte RPM für das österreichische Einspeise-Ausspeisesystem etabliert.

Die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen werden durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte generiert.

¹ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Documents/Revised%20chapter.pdf#page=11 (englische Fassung)

² https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Documents/TARIFF_METHODOLOGIES_EXAMPLES.pdf#page=24 (englische Fassung)

Über die Referenzpreismethode werden auf Basis:

- a. der genehmigten Kosten GK_{Ost} der Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet Ost³
- b. der technischen Kapazitäten TK_{E_i} bzw. TK_{X_i} und der prognostizierten kontrahierten Kapazitäten K_{E_i} bzw. K_{X_i} für die Einspeisepunkte (bzw. Einspeisecluster) E_i und die Ausspeisepunkte (bzw. Ausspeisecluster) X_i ,⁴
- c. und der Distanzen D_{E_i} (für Einspeisepunkte E_i) und D_{X_i} (für Ausspeisepunkte X_i) zum virtuellen Referenzpunkt

die Tarife T_{E_i} und T_{X_i} ermittelt.

Folgende Vorgaben stellen die Eckpunkte der RPM „Virtueller Referenzpunkt“ für das österreichische Marktgebiet Ost dar:

- 1) Die Distanzen zum virtuellen Referenzpunkt entsprechen der jeweiligen Trassenlänge der Gasleitung.⁵ Sie bilden die Grundlage für alle weiteren Berechnungsschritte zur Aufteilung der genehmigten Kosten.⁶
- 2) Für kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte an Ausspeisepunkten zu Speichern kommt ein 50%iger Abschlag zur Anwendung.⁷ Dies gilt für frei zuordenbare Kapazität (FZK) und alle weiteren Kapazitätsprodukte, die sich von FZK ableiten.
- 3) Wie bereits bisher unterliegen kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte für dynamisch zuordenbare Kapazität (DZK) einem Abschlag von 10%.
- 4) Bereits in der jetzigen Entgeltperiode sind homogene Gruppen von Punkten oder Gruppen von Ein- oder Ausspeisepunkten zu Clustern zusammengefasst. Diese Praxis wird beibehalten, wobei die geographische Lage der Punkte und die Schaffung eines fairen Wettbewerbs auf dem österreichischen Gasmarkt in die Überlegungen einfließen. Die Entfernung eines jeden Clusters zum virtuellen Referenzpunkt entspricht der kapazitätsgewichteten Durchschnittsentfernung der jeweils im Cluster enthaltenen Punkte zum virtuellen Referenzpunkt. Die folgenden Cluster kommen zur Anwendung:
 - a. Ein Einspeisecluster für die homogene Gruppe von Einspeise-Kopplungspunkten mit dem Ziel der Schaffung eines fairen Wettbewerbs auf dem österreichischen Gasmarkt;
 - b. Ein Cluster für alle Einspeisepunkte aus Speichieranlagen mit dem Ziel der Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen für die Speicherunternehmen;
 - c. Ein interner Ausspeisecluster für alle Ausspeisepunkte aus dem Fernleitungsnetz in das österreichische Verteilerggebiet, mit Ausnahme der Ausspeisepunkte aus dem Fernleitungsnetz in Verteilernetzen in Kärnten (die nicht mit den anderen Verteilernetzen in

³ Siehe Tabelle in Abschnitt 1.4 unten.

⁴ Siehe Tabellen zu Kapazitäten in Abschnitt 1.2 unten.

⁵ Siehe Tabelle zu Trassenlängen in Abschnitt 1.2 unten. Ausspeisungen in Baumgarten werden ausschließlich für West-Ost-Gasflüsse vorgenommen, die Entfernung für diesen Ausspeisepunkt wird in diesem Fall mit der Entfernung von Oberkappel nach Baumgarten (242 km) festgelegt.

⁶ Gemäß der unter § 82 Gaswirtschaftsgesetz (GWG) 2011 genehmigten Methode.

⁷ Gemäß § 74 Abs. 1 GWG 2011 ist für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz aus Speichieranlagen kein kapazitätsbasiertes Fernleitungsentgelt zu entrichten.

Österreich verbunden sind). Die Buchung an sämtlichen inländischen Ausspeisepunkten erfolgt nicht durch die Versorger, sondern gesamthaft durch den Verteilergeschäftsmanger mit dem Ziel, den Bedarf der Kunden im Marktgebiet Ost abzudecken. Die Kosten dieser Buchungen werden im Wege der Verteilernetzentgelte von den Kunden/Speicherunternehmen im Marktgebiet Ost getragen. Die Clusterbildung vereinfacht die operative Umsetzung dieses Systems;

- d. Ein Ausspeisecluster „Kärnten“ für die Ausspeisepunkte aus dem Fernleitungsnetz in die Verteilernetze in Kärnten: die Verteilernetze in Kärnten sind nicht mit den anderen Verteilernetzen in Österreich verbunden. Es wird daher ein eigener Ausspeisecluster für diese Ausspeisepunkte gebildet, um die Unterschiede in den Kostentreibern (Distanz und Kapazität) dieser Ausspeisepunkte reflektieren zu können;
- e. Ein Ausspeisecluster „Ost“ für die Ausspeisepunkte Baumgarten, Petrzalka und Mosonmagyaróvár: diese Ausspeisepunkte befinden sich nahe beieinander und werden bei der Anwendung der Referenzpreismethode als ein einziger Ausspeisepunkt betrachtet;
- f. Ein Ausspeisecluster „West“ für die Ausspeisepunkte Oberkappel und Überackern: diese Ausspeisepunkte befinden sich nahe beieinander und werden bei der Anwendung der Referenzpreismethode als ein einziger Ausspeisepunkt betrachtet. Darüber hinaus stehen diese Punkte in Konkurrenz zueinander und Kapazitäten werden daher im Wege einer konkurrierenden Vermarktung gemäß Art. 8 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2017/459 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen, ABl. Nr. L 72 vom 17.03.2017 S. 1, (NC CAM) angeboten⁸; und
- g. Ein Ausspeisecluster „Speicher“ für die Ausspeisepunkte zu den Speicheranlagen 7-fields und MAB: die Bildung eines Ausspeiseclusters erfolgt mit dem Ziel der Schaffung eines fairen Wettbewerbs zwischen den österreichischen Speicherunternehmen.

Mittels dieser Vorgaben und Eingangsgrößen und Modellparameter werden die folgenden Berechnungen durchgeführt:

- 1) In einem vorgelagerten Schritt wird der Entry-Exit-Split ermittelt. Dazu wird die Entfernung eines jeden Punktes zum virtuellen Referenzpunkt mit der technischen Kapazität pro Richtung gewichtet:

$$D_{E_i}^w = D_{E_i} \cdot \frac{TK_{E_i}}{\sum_i TK_{E_i}} \text{ je Einspeisepunkt (bzw. Einspeisecluster) } E_i$$

$$D_{X_i}^w = D_{X_i} \cdot \frac{TK_{X_i}}{\sum_i TK_{X_i}} \text{ je Ausspeisepunkt (bzw. Ausspeisecluster) } X_i$$

⁸ Beispiel für die Ermittlung der kapazitätsgewichteten Distanz für den Ausspeisecluster „West“: Input für die Ermittlung sind die technischen Kapazitäten der Ausspeisepunkte Oberkappel (15.660.325 kWh/h) und Überackern (7.553.250 kWh/h) sowie deren jeweilige Entfernung zum virtuellen Referenzpunkt (242 km für Oberkappel und 337 km für Überackern). Die Summe der kapazitätsgewichteten Distanzen wird durch die Summe der technischen Kapazitäten dividiert.

Somit ergibt sich eine kapazitätsgewichtete Distanz für den Cluster „Exit West“ von 273 km (= $\frac{15.660.362 \times 242 + 7.553.250 \times 337}{15.660.325 + 7.553.250}$).

- 2) Das Verhältnis zwischen der gewichteten Entfernung der Einspeisepunkte zum virtuellen Referenzpunkt und der gewichteten Entfernung der Ausspeisepunkte vom virtuellen Referenzpunkt ergibt den Entry-Exit-Split:

$$S_E = \frac{\sum_i D_{E_i}^W}{\sum_i D_{E_i}^W + \sum_i D_{X_i}^W}$$
 für die Zuteilung der Kosten zu Einspeisepunkten (bzw. Einspeiseclustern)

$$S_X = \frac{\sum_i D_{X_i}^W}{\sum_i D_{E_i}^W + \sum_i D_{X_i}^W}$$
 für die Zuteilung der Kosten zu Ausspeisepunkten (bzw. Ausspeiseclustern)

- 3) Die zu deckenden Kosten werden auf Basis des Entry-Exit-Split auf die Gesamtheit der Ein- und Ausspeisepunkte verteilt:

$$GK_{Ost}^E = GK_{Ost} \cdot S_E$$
 für Kosten zu Einspeisepunkten (bzw. Einspeiseclustern)

$$GK_{Ost}^X = GK_{Ost} \cdot S_X$$
 für Kosten zu Ausspeisepunkten (bzw. Ausspeiseclustern)

- 4) Zur Tarifiermittlung wird initial jeweils ein beliebiger Basis-Einspeisepunkt E_0 und ein Basis-Ausspeisepunkt X_0 ausgewählt. Die Distanzen der anderen Punkte (bzw. Zonen) lassen sich nun relativ dazu über einen Entfernungsfaktor ausdrücken:

$$F_{E_i} = \frac{D_{E_i}}{D_{E_0}} \text{ bzw. } F_{X_i} = \frac{D_{X_i}}{D_{X_0}}$$

Auf Ausspeiseseite ergeben sich bei Wahl des Ausspeisepunkts Arnoldstein für X_0 die folgenden Werte:⁹

Clustername	Abstand zum Referenzpunkt (Baumgarten)	Entfernungsfaktor zur Ausgangsdistanz (Arnoldstein mit 382km)
Exit Arnoldstein	382km	1,00
Exit Murfeld	238km	0,62
Exit East	159km	0,42
Exit West	273 km	0,72
Exit VG1	37 km	0,10
Exit VG-Kärnten	338 km	0,89
Exit Storage	98 km	0,26

- 5) Je Basispunkt wird nun der Tarif (T_0^E bzw. T_0^X) ermittelt:

$$T_0^E = \frac{GK_{Ost}^E}{\sum_{i,q} F_{E_i} \cdot f_{E_i}^q \cdot K_{E_i}^q}$$
 auf Einspeiseseite bzw. $T_0^X = \frac{GK_{Ost}^X}{\sum_{i,q} F_{X_i} \cdot f_{X_i}^q \cdot K_{X_i}^q}$ auf Ausspeiseseite

wobei die Faktoren f_{E_i} und f_{X_i} einen typenabhängigen Abschlag bezeichnen, der die jeweiligen Abschläge für FZK/DZK bzw. die Speicher abbildet.

- 6) Die anderen Tarife für FZK-Kapazität ergeben sich nun aus dem Tarif des jeweiligen Basispunkts und dem Entfernungsfaktor:

⁹ Auf Einspeiseseite wird nur ein einziger Cluster gebildet

$$T_{E_i} = T_0^E \cdot F_{E_i} \text{ auf Einspeiseseite bzw. } T_{X_i} = T_0^X \cdot F_{X_i} \text{ auf Ausspeiseseite}$$

Abschließend werden die folgenden Anpassungen gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. a NC TAR vorgenommen:

- 1) Für Ausspeisungen am Punkt Murfeld kommt ein gesondert errechnetes Benchmark-Entgelt zur Anwendung, um ein für diese konkurrierende Transportroute wettbewerbsfähiges Tarifniveau zu erreichen;¹⁰
- 2) Zum Schutz bestehender Verträge, im Interesse der Entgeltstabilität und zur Vermeidung von Marktverzerrung, und infolge eines allgemeinen Benchmarkings, wird die maximale Entgeltsteigerung gegenüber den derzeitigen Entgelten auf 10% beschränkt.¹¹
- 3) Für die Anpassung gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. c NC TAR wird das Entgelt an allen Ein- und Ausspeisepunkten mit einer Konstanten (Rescaling-Faktor) multipliziert. Die Notwendigkeit für diese Anpassung ergibt sich aus den Auswirkungen der Speicherabschläge, des Benchmark-Entgelts für den Punkt Murfeld und des generellen Benchmarkings (das die derzeitige 10%ige Entgeltsteigerungsbremse bedingt). Der Rescaling-Faktor beträgt 1,115 und wird auf sämtliche Ein- und Ausspeisepunkte angewendet, mit Ausnahme jener Ein- und Ausspeisepunkte, an denen die Entgeltsteigerung auf 10% beschränkt wird (d.h. die Einspeisepunkte Baumgarten, Mosonmagyaróvár, Petrzalka und Arnoldstein DZK sowie die Ausspeisepunkte Baumgarten, Mosonmagyaróvár und Petrzalka sowie die Speicherpunkte) sowie dem Ausspeisepunkt Murfeld.

1.2 In der angewandten Referenzpreismethode verwendete Parameter, die sich auf die technischen Merkmale des Fernleitungsnetzes beziehen (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. i NC TAR)

Die folgenden in der angewandten Referenzpreismethode verwendeten Parameter beziehen sich auf die technischen Merkmale des Fernleitungsnetzes:

- i. Technisch verfügbare Kapazität (TVK) an Ein- und Ausspeisepunkten
- ii. Prognostizierte kontrahierte Kapazität, die den Kapazitätsreferenzwerten laut Abschnitt III.1 der gemäß § 82 GWG 2011 genehmigten Methode entsprechen.¹²

¹⁰ Siehe Abschnitt 4.2

¹¹ Siehe Abschnitt 4.2

¹² https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Methode+2017-2020+Fernleitungsnetzbetreiber+Gas_TSO_20161212.pdf/e5fa1729-efc0-ab06-06a3-2dd7088ed7c8?t=1481549273080

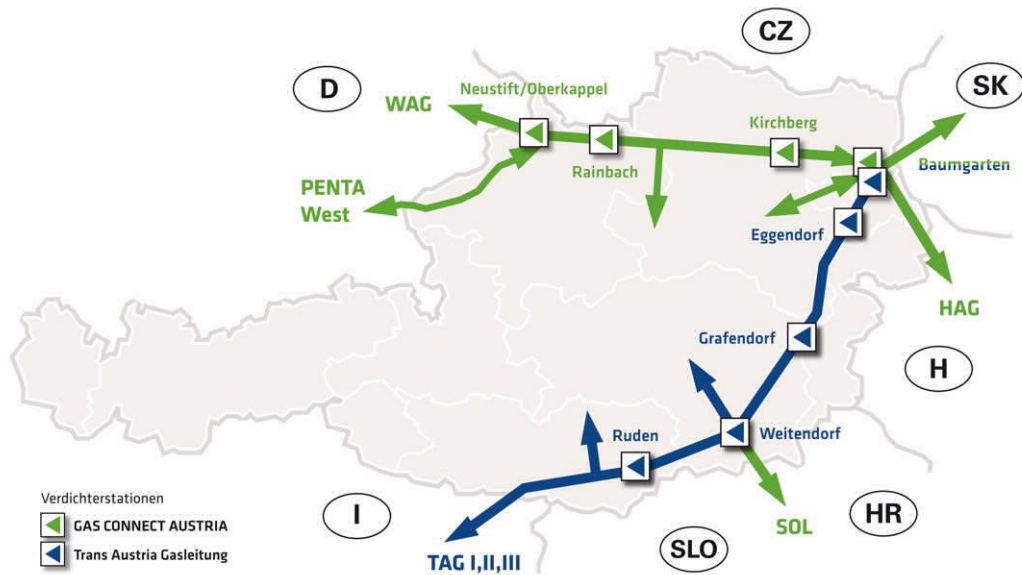
Einspeisung (kWh/h)

Punkt bzw. Cluster	TVK	Referenzwert FZK	Referenzwert DZK
Arnoldstein	17.377.622	0	531.335
Baumgarten	96.080.396	81.872.004	0
Oberkappel	10.349.306	9.651.006	0
Überackern	4.750.155	1.393.155	3.357.000
Speicher MAB	7.273.500	5.749.393	0
Speicher 7-fields	1.765.900	2.950.825	0
Mosonmagyarovar	0	0	0
Murfeld	0	0	0
Petrzalka	0	0	0
Verteilerggebiet	10.848.000	10.848.000	0

Auspeisung (kWh/h)

Punkt/Cluster	TVK	Referenzwert FZK	Referenzwert DZK
Arnoldstein	50.014.969	48.558.893	0
Baumgarten	10.272.000	5.436.471	0
Mosonmagyarovar	6.378.300	6.378.300	0
Murfeld	4.688.610	3.382.424	0
Oberkappel	15.660.327	15.660.327	0
Petrzalka	1.119.000	0	0
Überackern	7.273.500	265.539	6.468.514
Speicher MAB	7.273.500	5.749.393	0
Speicher 7-fields	1.765.900	2.950.825	0
Verteilerggebiet	31.999.754	24.985.467	7.014.292
Verteilernetze Kärnten	471.871	471.871	0

- iii. Strukturelle Darstellung des Fernleitungsnetzes im Marktgebiet Ost, inkl. Leistung der Verdichterstationen und Leitungsdurchmesser



Weiterführende Informationen:

- a. TAG-Fernleitungsnetz: <https://www.taggmbh.at/fernleitungssystem/tag-pipeline-system/>
- b. GCA-Fernleitungsnetz: <https://www.gasconnect.at/netzinformationen/unser-netz-im-detail/>

iv. Leitungslängen

Punkt	Entfernung (Trassenlänge, gerundet) vom Referenzpunkt Baumgarten (km)
Arnoldstein	382
Baumgarten	0
Mosonmagyaróvár	46
Murfeld	238
Oberkappel	242
Petrzalka	36
Überackern	337
Storage MAB	2
Speicher 7-fields	334
Auersthal	24
Kirchberg	78
Gr. Göttfritz	133
Rainbach	185
Bad Leonfelden	202
Arnreith	222
Baumgarten-PVS2	1
Eggendorf	72
Grafendorf	137
St. Margarethen	180
Weitendorf	211
Sulmeck-Greith	231
Ettendorf	269
Waisenberg	300
Ebenthal	321
Finkenstein	361

1.3 Vorgesehene Anpassungen an Einspeisepunkten aus Speicheranlagen und Ausspeisepunkten in Speicheranlagen (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. ii NC TAR)

Gemäß § 74 Abs. 1 GWG 2011 ist für die Einspeisung in das Fernleitungsnetz aus Speicheranlagen kein kapazitätsbasiertes Fernleitungsentgelt zu entrichten. An den Einspeisepunkten aus Speicheranlagen kommt somit aufgrund des nationalen Gesetzes ein Abschlag in Höhe von 100% zur Anwendung, womit dem Systemwert der Speicher Rechnung getragen wird. Wie in Art. 9 Abs. 1 NC TAR vorgesehen, wird an Ausspeisepunkten in Speicheranlagen ein Abschlag in Höhe von 50% angewandt.

Für Speicheranlagen, die mit mehr als einem Fernleitungsnetz- oder Verteilernetz verbunden sind und die als Alternative zu einem Kopplungspunkt genutzt werden, kommt für die grenzüberschreitende Speichernutzung gegenüber dem Kopplungspunkt kein Abschlag zur Anwendung. Dabei kommt zusätzlich zum rabattierten Entgelt ein Netznutzungsentgelt für die grenzüberschreitende Nutzung einer Speicheranlage zur Anwendung, wobei das resultierende Entgelt an den Einspeisepunkten aus Speicheranlagen und Ausspeisepunkten in Speicheranlagen auf Tagesbasis dem jeweiligen Entgelt des alternativen Kopplungspunktes entspricht.

An Einspeisepunkten aus LNG-Anlagen sowie an Ein- und Ausspeisepunkten von Infrastrukturen, die errichtet wurden, um die Isolation von Mitgliedstaaten im Bereich der Erdgasfernleitungsnetze zu beenden, werden keine Abschläge gewährt.

1.4 Zulässige Erlöse (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. i NC TAR)

Laut der gemäß § 82 GWG 2011 genehmigten Methode ergeben sich die zulässigen Erlöse für jeden Fernleitungsnetzbetreiber aus den durchschnittlichen genehmigten Kosten pro Jahr während der Entgeltperiode. Die genehmigten Kosten selbst wurden von der Behörde in den Bescheiden V MET G 01/17 und V MET G 02/17 wie folgt festgestellt:

Gesamtkosten GCA in €	126.092.600
Nicht beeinflussbare Kosten GCA in €	9.831.600
Beeinflussbare Kosten GCA in €	116.261.000

Gesamtkosten TAG in €	278.833.200
Nicht beeinflussbare Kosten TAG in €	69.496.800
Beeinflussbare Kosten TAG in €	209.336.400

1.5 Ausgleichsmechanismus zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern (Art. 10 Abs. 3 NC TAR)

Da die beiden Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam dieselbe RPM im Marktgebiet Ost anwenden, kommt es zu einer systematischen Lücke zwischen den sich aus Multiplikation der verordneten Erlöse mit den Kapazitäten in den Kostenbescheiden ergebenden Erlösen und den per Kostenbescheid genehmigten Erlösen jedes Netzbetreibers. Dabei entspricht die Überdeckung des einen Fernleitungsnetzbetreibers der Unterdeckung des anderen, woraus sich direkt die Höhe der notwendigen Ausgleichszahlungen ergibt. Sie wird vor Beginn der jeweiligen Entgeltperiode in der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 festgelegt und ist in gleichbleibenden monatlichen Raten zu entrichten.

2 Höhe und Vergleich der Fernleitungsentgelte

2.1 Referenzpreise (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iii NC TAR) und Unterschied in der Höhe der Fernleitungsentgelte für dieselbe Art der Fernleistungsdienstleistung (Art. 30 Abs. 2 lit. a sublit. i und ii NC TAR)

Die Anwendung der RPM auf die in Abschnitt 1 beschriebenen Parameter ergibt die folgenden kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelte in EUR/kWh/h:

GCA				
Punkt	kapazitäts- basiertes Entgelt	Entgelt gem. VO 2017	Unterschied absolut	Unterschied relativ
	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h	
FZK Entry Baumgarten	0,85	0,77	0,08	10%
FZK Entry Oberkappel	0,97	1,30	-0,33	-25%
FZK Entry Überackern	0,97	1,30	-0,33	-25%
FZK Entry Mosonmagyarovar	0,85	0,77	0,08	10%
FZK Entry Murfeld	0,97	1,10	-0,13	-12%
FZK Entry Petrzalka	0,85	0,77	0,08	10%
FZK Exit Baumgarten	1,23	1,12	0,11	10%
FZK Exit Oberkappel	3,26	3,44	-0,18	-5%
FZK Exit Murfeld	1,90	3,33	-1,43	-43%
FZK Exit Mosonmagyarovar	1,23	1,12	0,11	10%
FZK Exit Petrzalka	1,23	1,12	0,11	10%
FZK Exit Verteilerggebiet	0,42	0,53	-0,11	-21%
FZK Entry Verteilerggebiet	0,00	0,00	0,00	
FZK Exit Überackern	3,26	3,44	-0,18	-5%
DZK Entry Überackern (Oberkappel)	0,88	1,17	-0,29	-25%
DZK Exit Verteilerggebiet (Baumgarten)	0,38	0,48	-0,10	-21%
DZK Exit Verteilerggebiet (Oberkappel)	0,38	0,48	-0,10	-21%
DZK Exit Überackern (Oberkappel)	2,93	2,99	-0,06	-2%
Überackern Sudal (Überackern ABG)	0,14	0,14	0,00	0%
Überackern ABG (Überackern Sudal)	0,14	0,14	0,00	0%
Exit Speicher 7-fields	0,44	0,40	0,04	10%
Entry Speicher 7-fields	0,00	0,00	0,00	
Entry Speicher MAB	0,00	0,00	0,00	
Exit Speicher MAB	0,44	0,40	0,04	10%

TAG				
Punkt	kapazitäts- basiertes Entgelt	Entgelt gem. VO 2017	Unterschied absolut	Unter- schied relativ
	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h	
FZK Entry Baumgarten	0,85	0,77	0,08	10%
FZK Entry Arnoldstein	0,97	1,30	-0,33	-25%
FZK Exit Arnoldstein	4,35	4,63	-0,28	-6%
FZK Exit Verteilergbiet	0,42	0,53	-0,11	-21%
FZK Exit Verteilernetze Kärnten	3,85	4,20	-0,35	-8%
DZK Entry Arnoldstein (Verteilernetze)	0,68	0,62	0,06	10%

2.2 Erläuterung des Unterschieds in der Höhe der Fernleitungsentgelte für die laufende und die kommende Entgeltperiode (Art. 26 Abs. 1 lit. d NC TAR)

In diesem Abschnitt wird der Unterschied in der Höhe der Fernleitungsentgelte für dieselbe Art der Fernleitungsdienstleistung zwischen der laufenden Entgeltperiode und der Entgeltperiode, für die die Informationen veröffentlicht werden, erklärt.

Obwohl für beide Entgeltperioden grundsätzlich dieselbe RPM zur Anwendung kommt, ergeben sich Unterschiede in den Entgelten aufgrund der folgenden Faktoren:

- i. In der Entgeltperiode 2017-2020 betragen die genehmigten Kosten EUR 424.811.800 pro Jahr. In der kommenden Entgeltperiode betragen die genehmigten Kosten EUR 404.925.800 pro Jahr. Es kommt somit zu einer Reduktion der genehmigten Kosten von rund 5% und dadurch bei der überwiegenden Anzahl der Ein- und Ausspeisepunkte zu einer Reduktion der Entgelte.
- ii. Wie bereits 2016 wird die maximale Entgeltsteigerung gegenüber den derzeit geltenden Entgelten zum Schutz bestehender Verträge, im Interesse der Entgeltstabilität und zur Vermeidung von Marktverzerrung beschränkt. Dies ergibt eine allmähliche Annäherung der Entgelte an den Entry-Exit-Split. Wie rasch die Lücke zwischen tatsächlichen und theoretischen Entgelten geschlossen werden kann, hängt von der Entwicklung der Kostenbasis, der Buchungssituation, den gewährten Abschlägen und dem außerordentlichen Benchmark-Entgelt ab. Es könnte sich daher zwar nicht ab der kommenden, doch möglicherweise ab der darauffolgenden Entgeltperiode Deckungsgleichheit zwischen theoretischen und tatsächlichen Entgelten einstellen.
- iii. Das außerordentliche Benchmarking gemäß Art. 6 Abs. 4 lit. a NC TAR führt zu einer erheblichen Reduktion des ansonsten nicht wettbewerbsfähigen Ausspeiseentgelts am Punkt Murfeld. Durch diese Anpassung ergeben sich geringe Auswirkungen auf die anderen Ein- und Ausspeisepunkte.

2.3 Vereinfachtes Entgeltmodell (Art. 30 Abs. 2 lit. b NC TAR)

S. das separat veröffentlichte Excel-Modell

3 Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen (Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. iv NC TAR)

Die „Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen“ entsprechen den in Kapitel 1.4 dargelegten „zulässigen Erlösen“. Die von den Fernleitungsnetzbetreibern innerhalb des Ein- und Ausspeisesystems zum Zweck der Fernleitung erbrachten regulierten Dienstleistungen werden zur Gänze durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte gedeckt.

Die Aufschlüsselung der Erlöse nach kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelten an allen Einspeisepunkten und kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelten an allen Ausspeisepunkten ergibt einen Entry-Exit-Split von 20,6:79,4.

Die Aufschlüsselung in Erlöse aus der systeminternen Netznutzung und Erlösen aus der systemübergreifenden Netznutzung resultiert in einer Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung von 7,5:92,5.

4 Bewertung der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a NC TAR)

4.1 Prüfung der Kostenzuweisung (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. iv NC TAR)

Gemäß Art. 5 NC TAR hat die nationale Regulierungsbehörde mithilfe einer Bewertung der Kostenzuweisung darzulegen, dass keine Quersubventionierung zwischen verschiedenen Arten der Netznutzung vorliegt. Das Ergebnis dieser Bewertung belegt die Verursachungsgerechtigkeit der vorgeschlagenen Entgelte und ihre Orientierung an den in Art. 5 Abs. 1 NC TAR aufgezählten Kostentreibern.

Diese sind

- i. die prognostizierte kontrahierte Kapazität und
- ii. die Entfernung.

Der Index für den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich beläuft sich auf 12,29%. Die Details der Prüfung der Kostenzuweisung sind in dem separat veröffentlichten Excel-Modell dargestellt.

	TEST results	
Ratio intra	7,358	EUR/(km*MWh/h)
Ratio cross	6,506	EUR/(km*MWh/h)
CAA cap.	12,29%	

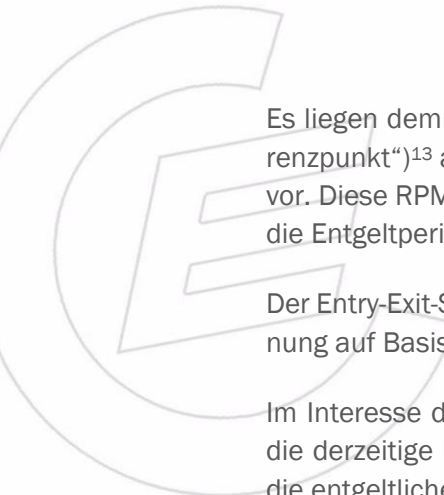
Der Index für den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich liegt etwas über dem Wert von 10%, weshalb gemäß NC TAR eine Begründung erforderlich ist. Es zeigt sich, dass das Verhältnis der Erlöse aus der systeminternen Netznutzung und den Kostentreibern für die systeminterne Netznutzung (Ratio intra) das Verhältnis der Erlöse aus der systemübergreifenden Netznutzung und den Kostentreibern für die systemübergreifende Netznutzung (Ratio cross) übersteigt. Die systeminterne Netznutzung trägt somit einen relativ höheren Anteil der Erlöse in Bezug auf die Kostentreiber bei.

Führt man den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich auch auf Basis der Entgelte durch, die sich aus der angewendeten RPM ohne Anwendung der 10%-igen Entgeltsteigerungsbremse und des Benchmark-Entgelts für Ausspeisungen am Punkt Murfeld ergäben, so steigt der Index auf 13,18% (Ratio intra > Ratio cross). Wie in Kapitel 4.3 unten dargestellt, ergibt auch der Kapazitätskostenzuweisungsvergleich auf Basis der Entgelte, die sich aus Anwendung der RPM der kapazitätsgewichteten Distanz gemäß Art. 8 NC TAR ergäben, einen höheren Wert, nämlich 75,71% (Ratio intra > Ratio cross). Von den betrachteten Varianten ergibt der Kapazitätskostenzuweisungsvergleich für die angewendete RPM inkl. der vorgenommenen Anpassungen den geringsten Wert, der auch nur geringfügig über dem Wert von 10% liegt. Aus diesem Grund ist die angewendete RPM am besten geeignet, Quersubventionierung zwischen den verschiedenen Arten der Netznutzung zu vermeiden.

4.2 Wahl der Referenzpreismethode (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. v NC TAR)

Bei der Wahl der Referenzpreismethode ist unter anderem eine Abwägung zwischen der Komplexität bzw. Nachvollziehbarkeit der Methode und der Kostenverursachungsgerechtigkeit der auf Basis der Methode ermittelten Entgelte zu treffen. Die vorgesehene Referenzpreismethode der „Distanz zum virtuellen Referenzpunkt“ schafft einen angemessenen Ausgleich zwischen diesen beiden Anforderungen. Die Struktur des Fernleitungsnetzes im Marktgebiet Ost ist gekennzeichnet durch

- i. ein nicht vermaschtes Netz in dem die Distanzen zwischen den einzelnen Ein- und Ausspeisepunkten eindeutig identifizierbar sind; und
- ii. einen dominanten Netzknoten (Baumgarten), an dem die wesentlichen Fernleitungen zusammenlaufen und die Mehrheit der Gasflüsse gesteuert wird.



Es liegen demnach ideale Bedingungen für die Anwendung der Variante B („virtueller Referenzpunkt“)¹³ als Referenzpreismethode für das österreichische Einspeise-Ausspeisesystem vor. Diese RPM basiert auf den Kostentreibern Kapazität und Distanz und kommt bereits für die Entgeltperiode 2017 bis 2020 zur Anwendung.

Der Entry-Exit-Split ergibt sich direkt aus der Methode und entspricht daher der Kostenzuordnung auf Basis der Kostentreiber Kapazität und Distanz.

Im Interesse der Entgeltstabilität und zur Vermeidung von Marktverzerrung werden die für die derzeitige Entgeltperiode geltende Clusterbildung aus Gruppen homogener Punkte und die entgeltlichen Anpassungen innerhalb dieser Cluster beibehalten.

Ebenso zur Wahrung der Entgeltstabilität wird die Entgeltsteigerung von einer Periode zur nächsten, zum Schutz bereits abgeschlossener Verträge und zur Vermeidung von Marktverzerrung mit maximal 10% gedeckelt: Die Buchungssituation im österreichischen Fernleitungsnetz ist von umfangreichen langfristigen Transportverträgen im Zusammenhang mit Transitflüssen über das österreichische Ein- und Ausspeisesystem hinaus geprägt. Um die Inlandsverbraucher nach Vorgabe des Art. 7 lit. d NC TAR vor dem „Mengenrisiko“, d.h. einer signifikanten Tariferhöhung für die Inlandsversorgung als Auswirkung einer nicht vertretbaren Verschlechterung großer Transitverträge zu schützen, darf sich das wirtschaftliche Gleichgewicht für Netzbenutzer nicht maßgeblich verschlechtern. Analog zu vergleichbaren Regelungen in den AGB der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, die einer weitgehend identischen Rechtssystematik unterliegen, wird davon ausgegangen, dass eine jährliche Anpassung in Höhe des Verbraucherpreisindex (VPI) jedenfalls vertretbar erscheint. Mit Stand Ende April 2020 liegen seitens Statistik Austria¹⁴ für die Jahre der dritten Regulierungsperiode (2017-2020) der VPI für 2017 (2,1%) für 2018 (2,0%) und für 2019 (1,5%) vor, unter Berücksichtigung der einschlägigen Prognosen (OeNB, IWF, IHS, WIFO, BMF) für das Jahr 2020 ergibt sich eine Steigerung von in etwa 7,0%-7,5%. In der Interessensabwägung mit einer weitgehenden Annäherung an die RPM-Tarife wird die maximale Entgeltsteigerung mit 10% angesetzt.

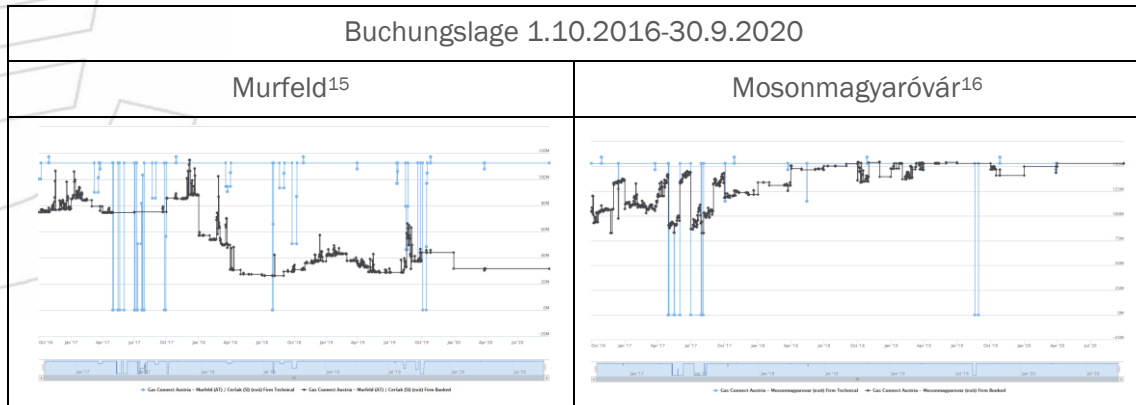
Für Ausspeisungen am Punkt Murfeld kommt ein gesondert errechnetes Benchmark-Entgelt (im Vergleich zum Transport über den Punkt Mosonmagyaróvár in das kroatische Einspeise-Ausspeisesystem) zur Anwendung, um ein für diese konkurrierende Transportroute wettbewerbsfähiges Tarifniveau zu erreichen.

Die im Gasjahr 2018/19 vorherrschende Tariffdifferenz im Marktgebiet Ost von 2,21 €/kWh/h/Jahr hat zu einer Verlagerung von Kapazitätsbuchungen zur Ungarn-Route

¹³ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Public_consultations/Documents/Revised%20chapter.pdf#page=11 (englische Fassung)

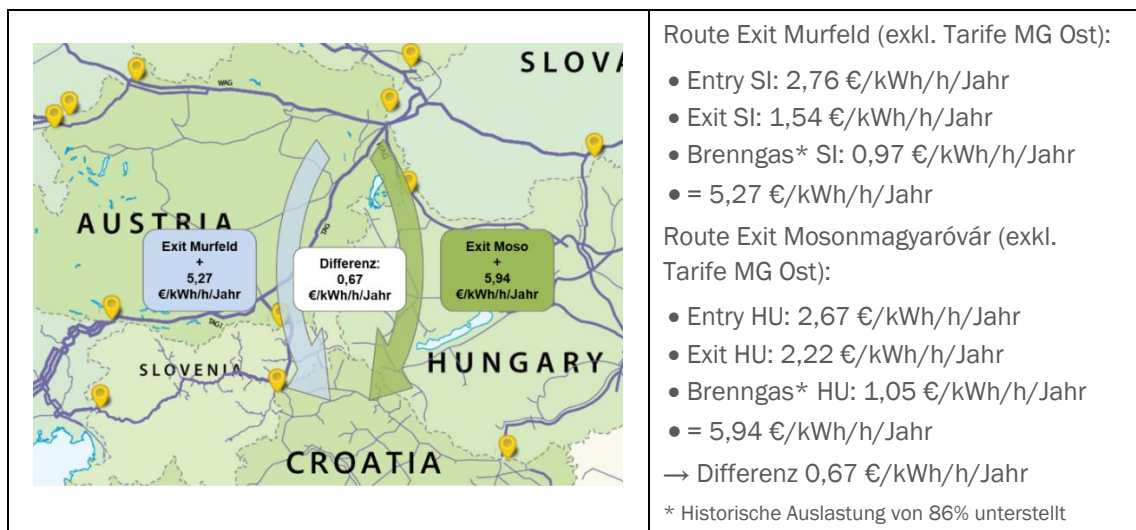
¹⁴ https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/preise/verbraucherpreisindex_vpi_hvpi/index.html

geführt, bis am Punkt Mosonmagyaróvár eine vertragliche Engpasssituation eingetreten ist, wie in der nachfolgenden Grafik der Buchungslage eindeutig erkennbar ist.



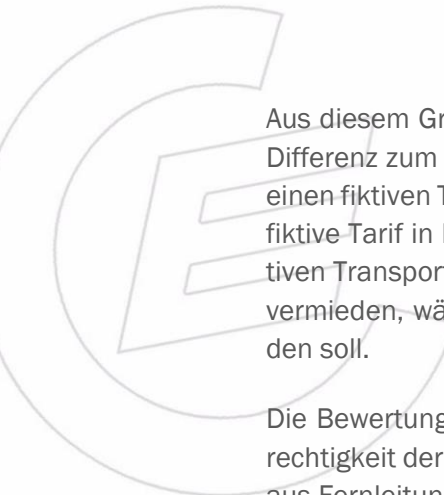
Mit der Einführung eines Benchmarkingentgelts in Murfeld soll verhindert werden, dass aus rein tariflichen Gründen Ausbausignale für den Punkt Mosonmagyaróvár (u.a. Auktionspremia i.H.v. 100% des Reservepreises im Jahr 2019) erzeugt werden, während gleichzeitig Kapazitäten am Punkt Murfeld in beträchtlichem Umfang leer stehen und damit keinen Beitrag zur Kostendeckung leisten.

Die nachfolgende Grafik zeigt die Routenkonkurrenz für Transporte nach Kroatien auf Basis der Tarife der Fernleitungsnetzbetreiber zum 1.10.2019.



¹⁵ Siehe <https://transparency.entsog.eu>, blaue Linie = technische Kapazität, schwarze Linie = gebuchte feste Kapazität

¹⁶ Siehe <https://transparency.entsog.eu>, blaue Linie = technische Kapazität, schwarze Linie = gebuchte feste Kapazität



Aus diesem Grund wird in der RPM in Murfeld ein Benchmarkingentgelt eingeführt, das die Differenz zum Ausspeisetarif in Mosonmagyaróvár mit 0,67 €/kWh/h/Jahr limitiert (d.h. für einen fiktiven Tarif in Mosonmagyaróvár von 1,00 €/kWh/h/Jahr darf der korrespondierende fiktive Tarif in Murfeld nicht größer als 1,67 €/kWh/h/Jahr sein). Damit werden die alternativen Transportrouten nach Kroatien tariflich gleichgestellt und Leerstandskosten in Murfeld vermieden, während gleichzeitig die Engpasssituation in Mosonmagyaróvár entschärft werden soll.

Die Bewertung der Kostenzuweisung gemäß Art. 5 NC TAR bestätigt die Verursachungsgechtigkeit der RPM-Ergebnisse und die Übereinstimmung der Kostentreiber mit den Erlösen aus Fernleitungsdienstleistungen, d.h. es liegt keine wesentliche Quersubventionierung vor.

4.3 Vergleich mit der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz (Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. vi NC TAR)

Entspricht die vorgesehene Referenzpreismethode nicht der Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz, ist gemäß Art. 26 Abs. 1 lit. a sublit. vi NC TAR ein Vergleich mit letzterer vorzunehmen.

Die Referenzpreismethode der kapazitätsgewichteten Distanz umfasst die folgenden Parameter:

- i. Den Teil der Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen, der durch kapazitätsbasierte Fernleitungsentgelte erzielt wird;
- ii. Die prognostizierte kontrahierte Kapazität an jedem Einspeisepunkt bzw. Cluster von Einspeisepunkten sowie an jedem Ausspeisepunkt bzw. Cluster von Ausspeisepunkten;
- iii. Soweit Ein- und Ausspeisepunkte in einem relevanten Gasflussszenario miteinander kombiniert werden können, die kürzeste Distanz der Pipeline-Routen zwischen einem Einspeisepunkt oder einem Cluster von Einspeisepunkten und einem Ausspeisepunkt oder einem Cluster von Ausspeisepunkten;
- iv. Die Kombinationen von Ein- und Ausspeisepunkten, soweit manche Ein- und Ausspeisepunkte in einem relevanten Gasflussszenario miteinander kombiniert werden können; und
- v. Den Entry-Exit-Split in Höhe von 50/50 gemäß Art. 30 Abs. 1 lit. b sublit. v SubZ (2) NC TAR.

Weitere Einzelheiten der Berechnungsmethodik sind Art. 8 des NC TAR zu entnehmen.

Die unten stehende Tabelle enthält einen Vergleich des indikativen Entgelts („kapazitätsbasiertes Entgelt“), des derzeit gültigen Entgelts („Entgelt gemäß VO 2017“), des in EUR/kWh/h ausgedrückten Entgelts, das sich aus Anwendung der RPM der kapazitätsgewichteten Distanz gemäß Art. 8 NC TAR unter Anwendung eines Entry-Exit-Split in Höhe von 50/50 ergäbe („Entgelt CWD mit 50/50 Entry-Exit-Split“) und des Entgelts, das sich aus Anwendung der RPM der kapazitätsgewichteten Distanz ergäbe unter Anwendung eines Entry-Exit-Split in Höhe von 20,6/79,4 (Entgelt CWD mit 20,6/79,4 Entry-Exit-Split“).

GCA				
Punkt	kapazitätsbasiertes Entgelt	Entgelt gemäß VO 2017	Entgelt CWD mit 50/50 Entry-Exit-Split	Entgelt CWD mit 20,6/79,4 Entry-Exit-Split
	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h
FZK Entry Baumgarten	0,85	0,77	1,89	0,78
FZK Entry Oberkappel	0,97	1,30	1,89	0,78
FZK Entry Überackern	0,97	1,30	1,89	0,78
FZK Entry Mosonmagyarovar	0,85	0,77	1,89	0,78
FZK Entry Murfeld	0,97	1,10	1,89	0,78
FZK Entry Petrzalka	0,85	0,77	1,89	0,78
FZK Exit Baumgarten	1,23	1,12	0,45	0,72
FZK Exit Oberkappel	3,26	3,44	1,57	2,49
FZK Exit Murfeld	1,90	3,33	0,46	0,73
FZK Exit Mosonmagyarovar	1,23	1,12	0,45	0,72
FZK Exit Petrzalka	1,23	1,12	0,45	0,72
FZK Exit Verteilergbiet	0,42	0,53	0,52	0,83
FZK Entry Verteilergbiet	0,00	0,00	1,89	0,78
FZK Exit Überackern	3,26	3,44	1,57	2,49
DZK Entry Überackern (Oberkappel)	0,88	1,17	1,70	0,70
DZK Exit Verteilergbiet (Baumgarten)	0,38	0,48	0,47	0,75
DZK Exit Verteilergbiet (Oberkappel)	0,38	0,48	0,47	0,75
DZK Exit Überackern (Oberkappel)	2,93	2,99	1,41	2,24
Überackern Sudal (Überackern ABG)	0,14	0,14	n.a.	n.a.
Überackern ABG (Überackern Sudal)	0,14	0,14	n.a.	n.a.
Exit Speicher 7-fields	0,44	0,40	0,46	0,73
Entry Speicher 7-fields	0,00	0,00	n.a.	n.a.
Entry Speicher MAB	0,00	0,00	n.a.	n.a.
Exit Speicher MAB	0,44	0,40	0,46	0,73

TAG				
Punkt	kapazitätsbasiertes Entgelt	Entgelt gemäß VO 2017	Entgelt CWD mit 50/50 Entry-Exit-Split	Entgelt CWD mit 20,6:79,4 Entry-Exit-Split
	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h	EUR/kWh/h
FZK Entry Baumgarten	0,85	0,77	1,89	0,78
FZK Entry Arnoldstein	0,97	1,30	1,89	0,78
FZK Exit Arnoldstein	4,35	4,63	2,79	4,42
FZK Exit Verteilergesamt	0,42	0,53	0,52	0,83
FZK Exit Verteilernetze Kärnten	3,85	4,20	2,49	3,95
DZK Entry Arnoldstein (Verteilergesamt)	0,68	0,62	1,70	0,70

Die Bewertung der Kostenzuweisung für Entgelte gemäß der RPM der kapazitätsgewichteten Distanz unter Anwendung eines Entry-Exit-Split in Höhe von 50/50 zeigt, dass der systeminternen Netznutzung hier wesentlich höhere Kosten zugewiesen würden als der systemübergreifenden Netznutzung, so dass sich ein Index für den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich von 75,71% ergäbe. Der Grund dafür liegt in der Zuordnung höherer Kosten zu Einspeisungen durch die RPM der kapazitätsgewichteten Distanz; es kommt hier also trotz unveränderter Kostentreiber zu erheblich höheren Einspeiseentgelten für die systeminterne Netznutzung. Die Einspeiseentgelte für die systeminterne Netznutzung und jene für die systemübergreifende Netznutzung sind gleich, d.h. der deutliche Unterschied zwischen den gewichteten Entfernungen der Ausspeisepunkte für die beiden Arten der Netznutzung findet hier keine Beachtung. (Der Unterschied zwischen den kapazitätsgewichteten Distanzen für die systeminterne Nutzung und jenen für die systemübergreifende Netznutzung lässt sich nur durch eine Differenzierung zwischen den beiden Ausspeisepunktekategorien abbilden.)

Die Bewertung der Kostenzuweisung für Entgelte gemäß der RPM der kapazitätsgewichteten Distanz unter Anwendung eines Entry-Exit-Split in Höhe von 20,6/79,4 zeigt, dass hier ebenfalls der systeminternen Netznutzung wesentlich höhere Kosten zugewiesen würden als der systemübergreifenden Netznutzung, so dass sich ein Index für den Kapazitätskostenzuweisungsvergleich von 51,99% ergäbe. Der Grund dafür liegt in der Zuordnung höherer Kosten zu Ausspeisungen für die systeminterne Nutzung.