

Veröffentlichung nach Art. 29 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)		Publication according to Art. 29 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)											
NC TAR	Beschreibung	Information/Link	Description										
Art. 29 (a)	Informationen zu festen Standardprodukten (Reservepreise, Multiplikatoren, Saisonale Faktoren, etc.)	<p>Preisblatt 2022</p> <p>Zur Begründung für die Höhe der Multiplikatoren verweist GRTgaz Deutschland auf den Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-20/612 (Festlegung „MARGIT 2022“).</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Produkt</th> <th>Multiplikator</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Untertägiges Produkt</td> <td>2,0</td> </tr> <tr> <td>Tagesprodukt (Laufzeit 1-27 Tage)</td> <td>1,4</td> </tr> <tr> <td>Monatsprodukt (Laufzeit 28-89 Tage)</td> <td>1,25</td> </tr> <tr> <td>Quartalsprodukt (Laufzeit 90-364 Tage)</td> <td>1,1</td> </tr> </tbody> </table> <p>(gültig ab 01.01.2022 bis zum 31.12.2022)</p>	Produkt	Multiplikator	Untertägiges Produkt	2,0	Tagesprodukt (Laufzeit 1-27 Tage)	1,4	Monatsprodukt (Laufzeit 28-89 Tage)	1,25	Quartalsprodukt (Laufzeit 90-364 Tage)	1,1	<p>Information for standard capacity products for firm capacity (reserve prices, multipliers, seasonal factors, etc.)</p>
Produkt	Multiplikator												
Untertägiges Produkt	2,0												
Tagesprodukt (Laufzeit 1-27 Tage)	1,4												
Monatsprodukt (Laufzeit 28-89 Tage)	1,25												
Quartalsprodukt (Laufzeit 90-364 Tage)	1,1												
			<p>Price list 2022</p> <p>For the justification of the level of multipliers, GRTgaz Deutschland refers to the Federal Network Agency's (German: Bundesnetzagentur [BNetzA]) decision BK9-20/612 ('decision MARGIT 2022'), Applicable multipliers for short-term products according to MARGIT decision:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Product</th> <th>Multiplier</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Within-Day product</td> <td>2.0</td> </tr> <tr> <td>Daily product (runtime: 1-27 days)</td> <td>1.4</td> </tr> <tr> <td>Monthly product (runtime: 28-89 days)</td> <td>1.25</td> </tr> <tr> <td>Quarterly product (runtime: 90-364 days)</td> <td>1.1</td> </tr> </tbody> </table> <p>(valid from 01.01.2022 until 31.12.2022)</p>	Product	Multiplier	Within-Day product	2.0	Daily product (runtime: 1-27 days)	1.4	Monthly product (runtime: 28-89 days)	1.25	Quarterly product (runtime: 90-364 days)	1.1
Product	Multiplier												
Within-Day product	2.0												
Daily product (runtime: 1-27 days)	1.4												
Monthly product (runtime: 28-89 days)	1.25												
Quarterly product (runtime: 90-364 days)	1.1												
Art. 29 (b)	Informationen zu unterbrechbaren Standardprodukten (Reservepreise und eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung)	<p>Preisblatt 2022</p> <p>Die Bundesnetzagentur hat in Anlage I ihres Beschlussentwurf BK9-20/612 (Festlegung „MARGIT 2022“) die Höhe des an den Kopplungspunkten anzuwendenden Abschlags für unterbrechbare Kapazität bis zum 01.01.2023 festgelegt. Die Daten zur Berechnung der Abschläge wurden im Rahmen der Konsultation der Festlegung MARGIT veröffentlicht.</p> <p>Nach Beschluss BK9-18/608 beträgt der Sicherheitsaufschlag S=10%. Mit ihrem Beschluss BK9-20/608 (Festlegung „BEATE 2.0“) hat die Bundesnetzagentur den Sicherheitsaufschlag an anderen als Kopplungspunkten im H-Gas-Netz ab dem 01.10.2021 auf S=20% gesetzt. Dieser entspricht damit dem Sicherheitsaufschlag für Kopplungspunkte im H-Gas-Netz laut Beschluss BK9-20/612 MARGIT 2022.</p>	<p>Information for standard capacity products for interruptible capacity (reserve prices and an assessment of the probability of interruption)</p>										
			<p>Price list 2022</p> <p>The BNetzA determined the discounts for interruptible capacity at interconnection points in its decision BK9-20/612 (Decision 'MARGIT 2022') Annex I. The methodology to calculate these discounts is described in chapter 6 of the decision MARGIT 2022.</p> <p>According to decision BK9-18/608, the safety margin is S=10%. In its decision BK9-20/608 (Decision 'BEATE 2.0', only available in German), BNetzA has set the safety margin at other than interconnection points in the H-gas network at S=20% from 01/10/2021. This corresponds to the safety margin for interconnection points in the H-gas network according to decision BK9-20/612 (MARGIT 2022).</p>										

Veröffentlichung nach Art. 30 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)		Publication according to Art. 30 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)		
NC TAR	Beschreibung	Information/Link	Description	Information/Link
Art. 30 (1)(a)	Informationen zu den in der angewandten Referenzpreismethode verwendeten Parametern	Alle genutzten Eingangsparameter (insb. Kapazitätsprognosen) sind im vereinfachtem Entgeltmodell enthalten.	Information on parameters used in the applied reference price methodology related to the technical characteristics of the transmission system	All used input parameters (i.e. forecasted contracted capacity) are included in the simplified model .
Art. 30 (1)(a)i	Die technische Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.	Technical capacity at entry and exit points and associated assumptions	This parameter is not used in the postage stamp reference price methodology. Consequently, the publication is neither possible nor necessary.
Art. 30 (1)(a)ii	Die prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen	Die prognostizierte gebuchte Kapazität ist gewichtet und berücksichtigt die MARGIT-Multiplikatoren sowie die entsprechenden Rabattierungen für unterbrechbare Kapazitäten und Sonderprodukte. 2021 Prognostizierte gebuchte Einspeisekapazität: 15.161.888 kWh/h/a 2021 Prognostizierte gebuchte Ausspeisekapazität: 10.149.553 kWh/h/a Virtual Interconnection Points (VIP) Die Ermittlung der Kapazitätsprognose erfolgt nach den Regeln des Art. 22 NC TAR.	Forecast contracted capacity at entry and exit points and associated assumptions	The forecasted booked capacity is weighted and takes into account MARGIT Factors as well as the corresponding discounts for interruptible capacities and special products. 2021 Forecasted booked capacity in Entry direction: 15,161,888 kWh/h/a 2021 Forecasted booked capacity in Exit direction: 10,149,553 kWh/h/a Virtual Interconnection Points (VIP) The determination of the capacity forecast is based on the rules of Art. 22 NC TAR.
Art. 30 (1)(a)iii	Die Menge und Richtung des Gasflusses an Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen, wie z. B.	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.	The quantity and the direction of the gas flow for entry and exit points and associated assumptions	This parameter is not used in the postage stamp reference price methodology. Consequently, the publication is neither possible nor necessary.

	Angebots- und Nachfrageszenarien für den Gasfluss zu Spitzenzeiten			
Art. 30 (1)(a)iv	Eine ausreichend detaillierte Darstellung der Fernleitungsnetzstruktur	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.	The structural representation of the transmission network with an appropriate level of details	This parameter is not used in the postage stamp reference price methodology. Consequently, the publication is neither possible nor necessary.
Art. 30 (1)(a)v	Zusätzliche technische Informationen zum Fernleitungsnetz wie Länge und Durchmesser der Pipelines und Leistung der Verdichterstationen	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.	Additional technical information about the transmission network, such as the length and the diameter of pipelines and the power of compressor stations	This parameter is not used in the postage stamp reference price methodology. Consequently, the publication is neither possible nor necessary.
Art. 30 (1)(b)(i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die zulässigen Erlöse der FNB für 2022 betragen: 87.009.357 EUR	Information on the allowed and/or target revenue	The allowed revenues of GRTgaz Deutschland for the year 2022 are: 87,009,357 EUR
Art. 30 (1)(b)(ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	+ 3.293.775 EUR	Information related to changes in the revenue	+ 3,293,775 EUR
Art. 30 (1)(b)(iii)	Informationen zu den folgenden Parametern: Typen des reguliertem Anlagevermögens und ihr Gesamtwert, Kapitalkosten, Investitionsausgaben, operative Ausgaben, Anreizmechanismen und Effizienzziele, Inflationsindizes	Gesamtwert des regulierten Anlagevermögens im Kostenbasisjahr 2015: 345.658.768 € I. Allgemeine Anlagen Kostenbasisjahr 2015: 30.302.912 € II. Gasbehälter Kostenbasisjahr 2015: 0 € III. Erdgasverdichteranlagen Kostenbasisjahr 2015: 85.583.818 € IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen Kostenbasisjahr 2015: 220.159.360 € V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen Kostenbasisjahr 2015: 8.953.820 €	Information related to the following Parameters: types of assets, cost of capital, capital and operational expenditures, incentive mechanisms and efficiency targets, inflation indices	Regulated asset base of cost base year 2015: 345,658,768 € Types of regulated assets (see Annex 1 of GasNEV): I. General installations amount in cost base year 2015: 30,302,912 € II. Gas container amount in cost base year 2015: 0 € III. Compressor stations amount in cost base year 2015: 85,583,818 € IV. Pipelines/ House connection pipelines amount in cost base year 2015: 220,159,360 € V. Measuring, control and metering installations amount in cost base year 2015: 8,953,820 €

		<p>VI. Fernwirkanlagen Kostenbasisjahr 2015: 658.859 €</p> <p>Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2015: 26.006.855 € Die Methode zur Berechnung der Kapitalkosten ist in §§ 6-8 GasNEV festgelegt.</p> <p>Die Investitionsausgaben bestimmen sich nach den Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagegutes. In der deutschen Anreizregulierung ist keine Neubewertung des Anlagegutes vorgesehen. Die Anlagegüter werden nach §6 (5) GasNEV linear abgeschrieben. Die Abschreibungsdauer ist in Anlage 1 GasNEV innerhalb einer Bandbreite vorgegeben. Die GRTgaz Deutschland nutzt grundsätzlich jeweils die unteren Werte dieser Bandbreite.</p> <p>Abschreibungszeiträume und –beträge für Anlagentypen: I. Allgemeine Anlagen 3-70 Jahre (keine Abschreibung für Grundstücke) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 1.719.887 € II. Gasbehälter 45-55 Jahre Kostenbasisjahr 2015: 0 € III. Erdgasverdichteranlagen 20-60 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 5.142.242 € IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen 30-65 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 7.550.525 € V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen 8-60 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 353.508 € VI. Fernwirkanlagen</p>		<p>VI.Remote control installations amount in cost base year 2015: 658,859 €</p> <p>Cost of capital of cost base year 2015: 26,006,855 € The methodology to calculate the cost of capital are determined in sections 6-8 GasNEV.</p> <p>The capital expenditures are determined on the basis of the historical procurement and manufacturing costs of the asset. There is no re-evaluation of assets foreseen in the German incentive regulation. The assets are depreciated on a linear basis in accordance with section 6(5) GasNEV. The depreciation period are set in Annex 1 GasNEV.</p> <p>Depreciation periods and amounts per asset type: I. General installations 3-70 years (no depreciation for land) amount in cost base year 2015: 1,719,887 € II. Gas container 45-55 years amount in cost base year 2015: 0 € III. Compressor stations 20-60 years amount in cost base year 2015: 5,142,242 € IV. Pipelines/ House connection pipelines 30-65 years amount in cost base year 2015: 7,550,525 € V. Measuring, control and metering installations 8-60 years amount in cost base year 2015: 353,508 € VI. Remote control installations 15-20 years amount in cost base year 2015: 45,439 €</p> <p>OPEX of cost base year 2015: 44,848,674 €</p> <p>German transmission system operators are subject to the incentive regulation system. The revenue cap of a transmission system operator (TSO) that is determined for a regulatory period with a duration of 5 years is based on the</p>
--	--	---	--	---

		<p>15-20 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 45.439 €</p> <p>Operative Ausgaben des Kostenbasisjahres 2015: 44.848.674 €</p> <p>Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber unterliegen dem System der Anreizregulierung gemäß den Vorgaben der ARegV, §§12-16 regeln hierbei Anreizmechanismen und Effizienzziele.</p> <p>Der Erlösbergrenze eines Netzbetreibers, die für die Regulierungsperiode (5 Jahre) bestimmt wird, liegen die Kosten zu Grunde, welche im Basisjahr (Jahr 3 vor der neuen Regulierungsperiode) beim Netzbetreiber entstanden und von der Regulierungsbehörde geprüft sind. Des Weiteren wird ein Effizienzvergleich zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführt und auf Basis deren Aufwands- und Strukturparameter unternehmensindividuelle Effizienzwerte ermittelt. Etwaige Ineffizienzen sind über die Dauer einer Regulierungsperiode abzubauen.</p> <p>Ebenfalls berechnet die Regulierungsbehörde einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, der für alle Fernleitungsnetzbetreiber einheitlich zur Anwendung kommt. Der Wert für die 3. Regulierungsperiode wurde auf 0,49%/Jahr festgelegt.</p> <p>Der individuelle Effizienzwert der GRTgaz Deutschland beträgt 100% für die Jahre 2018-2022</p> <p>Der zur Bestimmung der zulässigen Erlöse 2022 verwendete Inflationsindex beträgt: 0,5% (Inflation des Jahres 2020, § 8 ARegV).</p>		<p>costs incurred at the TSO in the base year (year 3 before the new regulatory period) and that were checked by the regulatory authority. Moreover, an efficiency benchmark is conducted between the TSO and, based on their cost and structure parameters, individual company efficiency values are calculated. Possible inefficiencies are to be rectified over the duration of a regulatory period. Furthermore, the regulatory authority calculates a general sector productivity factor that is consistently applied to all transmission system operators.</p> <p>The general sector productivity factor for the third regulatory period is 0.49%/year. The individual efficiency score of GRTgaz Deutschland is 100% for the period 2018-2022. The inflation index used to determine the allowed revenues 2021: 0.5% (Inflation of the year 2020, § 8 ARegV)).</p>
--	--	--	--	---

<p>Art. 30 (1)(b)(iv,v)</p>	<p>Informationen zu den zulässigen Erlösen aus Fernleitungsentgelten inklusive Kennzahlen zu Kapazitäts-/Arbeitsaufteilung, Entry-Exit-Split und Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung</p>	<p>Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2022 betragen: 87.009.357 EUR</p> <p>Die Erlöse aus Fernleitungsentgelten für 2022 erhöhen sich zudem um eine Summe für Ausgleichszahlungen gem. der Festlegung BK9-18/607 der Bundesnetzagentur, welche im Rahmen der Anwendung eines einheitlichen Briefmarkenentgeltes im Marktgebiet erlassen worden ist. Die Summe der von GRTgaz Deutschland an andere Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlenden Ausgleichsbeträge beträgt für 2022 13.885.870 €.</p> <p>GRTgaz Deutschland bietet ausschließlich Leistungsentgelte an. Insoweit beträgt der Anteil der Leistungsentgelte 100%.</p> <p><u>Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung im Marktgebiet THE:</u></p> <p>34,40 % Einspeisung 65,60 % Ausspeisung</p> <p><u>Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung im Marktgebiet THE:</u></p> <p>73,9 % Systeminterne Nutzung 26,1 % Systemübergreifende Nutzung</p> <p>Im Zusammenhang mit der Konsultation nach Art. 26 NC TAR wurde der Kostenzuweisungstest von der Bundesnetzagentur (BNetzA) durchgeführt. Die Ergebnisse einschließlich einer Bewertung wurden im Wege der Festlegungsverfahren REGENT für das Marktgebiet Trading Hub Europe (BK9-19/610) auf den Internetseiten der BNetzA veröffentlicht.</p>	<p>Information on the transmission services revenue including capacity-commodity split, entry-exit split and intra-system/cross-system split.</p>	<p>2022 Allowed Revenues for Transmission services: 87,009,357 EUR</p> <p>In addition, the transmission service revenues 2020 are increased by a sum associated with the inter-TSO compensation mechanism following decision BK9-18/607 of the Bundesnetzagentur. The sum of GRTgaz Deutschland's compensation to be transferred to other TSOs in 2022 amounts to 13,885,870 EUR.</p> <p>GRTgaz Deutschland offers capacity-based tariffs only. Consequently, the share of capacity-based tariffs is 100%.</p> <p><u>Capacity-commodity split:</u> 34.4 % Entry 65.6 % Exit</p> <p><u>Cross-border-domestic split in entry-exit system THE:</u> 73.9 % domestic usage 26.1 % cross-border usage</p> <p>In conjunction with Art. 26 NC TAR consultation, the cost allocation test was carried out by the BNetzA. The test results, including an assessment, are published on the website of the Federal Network Agency via REGENT for the market area Trading Hub Europe (BK9-19/610) entry-exit system.</p>
------------------------------------	--	--	---	---

<p>Art. 30 (1)(b)(vi)</p>	<p>Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode</p>	<p>Tatsächliche erzielte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2020: 95.418.222 € (Inkl. MRU/ Biogas)</p> <p>Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos nach Verzinsung zum 31.12.2020: 47.636.421 €.</p> <p>Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2020 wird im Jahr 2021 festgestellt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über die folgenden 3 Kalenderjahre ab 2022 ausgeglichen.</p> <p>Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.</p>	<p>Information related to the previous tariff period regarding the reconciliation of the regulatory account.</p>	<p>Actual generated revenues from transmission and non-transmission services 2020: 95,418,222 EUR.</p> <p>Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2020: 47,636,421 EUR</p> <p>Reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2020 is determined in the year 2021 and it will be reconciled in equal instalments – including interest payments – over the subsequent three calendar years from 2022 on.</p> <p>Incentive mechanisms specifically for the regulatory account do not exist in the German regulatory system.</p>
<p>Art. 30 (1)(b)(vii)</p>	<p>Information zur beabsichtigte Nutzung des Auktionsaufschlags</p>	<p>Auktionserlöse werden auf dem Regulierungskonto nach §5 ARegV verbucht. Dieses Vorgehen entfaltet somit eine entgeltmindernde Wirkung in den Jahren in denen das Regulierungskonto ausgeglichen wird.</p>	<p>Information on the intended use of the auction premium.</p>	<p>Auction revenues are booked on the regulatory account in accordance with Article 5 ARegV. This transaction thus develops a tariff-reducing effect in the years in which the regulatory account is reconciled.</p>
<p>Art. 30 (1)(c)</p>	<p>Informationen zu Fernleitungs- und Systemdienstleistungsentgelten und ihrer Berechnung</p>	<p>Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Festlegung REGENT 2021 die Anwendung einer Briefmarke im Marktgebiet Trading Hub Europe bestimmt. Hiernach sind die Erlöse aus Fernleitungsentgelten durch die für das Kalenderjahr prognostizierten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte zu dividieren.</p> <p>GRTgaz Deutschland wendet keine Arbeitsentgelte an.</p> <p>GRTgaz Deutschland-Preisblatt: Preisblatt 2022</p> <p>Berechnung Kapazitätsentgelte</p> <p><u>Berechnung Biogaswälzungsbetrag</u></p>	<p>Information on transmission and non-transmission tariffs accompanied by the relevant information related to their derivation.</p>	<p>As part of the REGENT 2021 decision, the Federal Network Agency has decided the application of the reference price methodology postage stamp in the entry-exit system Trading Hub Europe. According to this, the transmission service revenues are to be divided by the forecasted contracted capacities of the entry and exit points of the calendar year.</p> <p>GRTgaz Deutschland does not apply commodity-based transmission tariffs.</p> <p>GRTgaz Deutschland price list: Price list 2022</p> <p>Derivation of transmission tariffs <u>Derivation of Biogas charge:</u> According to article 6 of the REGENT 2021 decision, the biogas levy is classified as a system service according to § 20b GasNEV. The calculation of the biogas levy is described</p>

		<p>Nach Tenorziffer 6 der REGENT 2021 ist die Biogasumlage nach § 20b GasNEV als Systemdienstleistung eingeordnet. Die Berechnung der Biogasumlage ist ebenfalls dort und in § 7 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 31.03.2021 beschrieben. Hiernach werden die bundesweiten Biogas-Gesamtkosten des Jahres 2022 in Höhe von 180.334.018 € durch die bundesweit bei Fernleitungsnetzbetreibern gebuchte bzw. bestellte Kapazität an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern und Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Netzbetreibern ohne Beachtung von Multiplikatoren oder saisonalen Faktoren des Jahres 2022 in Höhe von 314.156.578 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Biogasumlage in Höhe von 0,5740 €/kWh/h/a.</p> <p><u>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u></p> <p>Nach Tenorziffer 5 der Festlegungen REGENT 2021 ist die Marktraumumstellungsumlage nach § 19a Abs. 1 EnWG als Systemdienstleistung eingeordnet. Die Berechnung der Marktraumumstellungsumlage ist ebenso dort und in § 10 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 31.03.2021 beschrieben. Hiernach werden die bundesweiten Umstellungskosten des Jahres 2022 in Höhe von 230.419.224 € durch die bundesweit bei Fernleitungsnetzbetreibern gebuchte bzw. bestellte Kapazität an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern und Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Netzbetreibern ohne Beachtung von Multiplikatoren oder saisonalen Faktoren des</p>		<p>there as well as in § 7 of the cooperation agreement between the operators of gas supply networks located in Germany from 31.03.2021. According to this, the nationwide total biogas costs of 2022 amounting to 180,334,018 € are divided by the nationwide capacity booked or rather ordered from transmission system operators at network connection points to final consumers and grid connection points to downstream network operators, regardless of multipliers or seasonal factors of the year 2022, amounting to 314,156,578 (kWh/h)/a. This results in a biogas levy of 0.5740 €/kWh/h/a.</p> <p><u>Market area conversion levy calculation</u></p> <p>According to article 5 of the REGENT 2021 decision, the market area conversion levy is classified as a system service according to § 19a (1) EnWG. The calculation of the market area conversion charge is described there as well as in § 10 of the cooperation agreement between the operators of gas supply networks located in Germany from 31.03.2021. According to this, the nationwide conversion costs of the year 2022 amounting to 230,419,224 € are divided by the nationwide capacity booked or rather ordered from transmission system operators at grid connection points to final consumers and grid connection points to downstream grid operators, regardless of multipliers or seasonal factors of the year 2022, amounting to 314,156,578 (kWh/h)/a. This results in a market conversion levy of 0.7335€/kWh/h/a.</p>
--	--	---	--	--

		Jahres 2022 in Höhe von 314.156.578 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Marktraumumstellungsumlage in Höhe von 0,7335 €/kWh/h/a .		
Art. 30 (2)(a)i &ii)	Informationen zu Änderungen der Fernleitungsentgelten	<p>Die Briefmarke des Marktgebiets THE reduziert sich im Jahr 2022 im Vergleich zum Jahr 2021 um 29 ct/(kWh/h)/a. Diese Änderung basiert auf regelmäßigen Entgeltanpassungen unter Berücksichtigung von Veränderungen der Eingangsparameter Erlösbergrenzen und Kapazitätsprognosen der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber. Im Vergleich zum Briefmarkenentgelt Q4 2021 sorgen in Summe leicht gestiegene Kapazitätsprognosen verbunden mit in Summe gesunkenen Erlösbergrenzen zu einer Reduzierung des Briefmarkenentgeltes im Jahr 2022.</p> <p>Die Bundesnetzagentur hat auf Grundlage der von den FNB gelieferten Daten die Entwicklung der Entgelte prognostiziert und in der Anlage 5 der Festlegung REGENT 2021 veröffentlicht. Hiernach wäre mit einem leichten Anstieg der Entgelte in den Jahren 2022 und 2023 zu rechnen.</p>	Information on transmission tariff changes and trends.	<p>The postage stamp of the entry-exit system Trading Hub Europe will decrease by 29 ct./(kWh/h)/a in 2022 compared to the tariff in Q4 2021. This change is based on regular fee adjustments taking into account changes of the input parameters allowed revenues and forecasts of contracted capacity of the transmission system operators involved. Compared to the postage stamp tariff Q4 2021, slightly higher capacity forecasts combined with lower revenue caps lead to a reduction of the postage stamp tariff in 2022.</p> <p>Based on the data provided by the TSO, the Federal Network Agency has forecasted the development of charges and published it in Appendix 5 of REGENT 2021 decision. According to this, a slight increase of the tariff in 2023 would be expected.</p>
Art. 30 (2)(b)	Informationen zum im Tarifjahr 2021 verwendeten Referenzpreismodell inkl. vereinfachtem Entgeltmodell	Vereinfachtes Entgeltmodell	Information about the used tariff model and an explanation how to calculate the transmission tariffs applicable for the prevailing tariff period.	simplified model
Art. 30 (3)	Informationen für nicht maßgebliche Punkte	Die prognostizierten Kapazitäten für diejenigen Punkte, die nicht zu den maßgeblichen Punkten gem. Anhang 1 Nummer 3.2 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 gehören, sind in	Information about the points excluded from the definition of relevant points	The forecasted booked capacity for the points excluded from the definition of relevant points referred to in point 3.2 (1) a) of Annex I to Regulation No 715/2009 is already included in the capacity forecast according to Art. 30 (1) a) ii).

	der prognostizierten Kapazität gem. Art. 30 (1) a) ii) bereits enthalten.		
--	--	--	--