

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	Information/Link																				
Art. 29 (a)	Informationen zu festen Standardprodukten (Reservepreise, Multiplikatoren, Saisonale Faktoren, etc.)	<p>Reservepreise 2021</p> <p>Zur Begründung für die Höhe der Multiplikatoren verweist GRTgaz Deutschland auf den Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-19/612 (Festlegung „MARGIT 2021“). Gemäß der Festlegung MARGIT (Az. BK9-19/612) anzuwendende Multiplikatoren für unterjährige Produkte:</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 01.01.2021 bis zum 31.12.2021)</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	Information for standard capacity products for firm capacity (reserve prices, multipliers, seasonal factors, etc.)	<p>Reserve prices 2021</p> <p>For the justification of the level of multipliers, FNB refers to BNetzA Decision BK9-19/612 (‘MARGIT 2021’). Applicable multipliers for short-term products according to MARGIT 2021 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 01.01.2021 until 31.12.2021)</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
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																							
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>Reservepreise 2021</p> <p>Die Bundesnetzagentur hat in Anlage I ihres Beschlusses BK9-19/612 (Festlegung „MARGIT 2021“) die Höhe des an den Kopplungspunkten anzuwendenden Abschlags für unterbrechbare Kapazität bis zum 01.10.2021 festgelegt. Die Methodik zur Berechnung dieser Abschläge wird in Abschnitt 6 der Festlegung MARGIT 2021 beschrieben. Mit dem finalen Beschluss BK9-19/612 vom 11.09.2020 wurde die Höhe des an den Kopplungspunkten anzuwendenden Abschlags für unterbrechbare Kapazität ab dem 01.10.2021 in der Anlage II festgelegt und begründet.</p> <p>Die Daten zur Berechnung der Abschläge wurden im Rahmen der Konsultation der Festlegung MARGIT veröffentlicht.</p>	Information for standard capacity products for interruptible capacity (reserve prices and an assessment of the probability of interruption)	<p>Reserve prices 2021</p> <p>BNetzA determined the discounts for interruptible capacity at interconnection points in its decision BK9-19/612 (‘MARGIT 2021’) Annex I until 01/10/2021. The methodology to calculate these discounts is described in chapter 6 of the decision. The final decision BK9-19/612 of 11/09/2020 determines the discount for interruptible capacity to be applied at the interconnection points from 01.10.2021.</p> <p>The data to calculate the discounts have been published during the consultation of decision MARGIT.</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 und Spreizungsfaktoren für die Ausspeisenzonen) 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 and spread between exit tariff zones) are included in the simplified model .
Art. 30 (1)(a)i)	Die technische Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen	https://www.grtgaz-deutschland.de/de/netzzugang/kapazitaetsuebersicht	Technical capacity at entry and exit points and associated assumptions	https://www.grtgaz-deutschland.de/en/networkaccess/capacityoverview
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	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
Art. 30 (1)(a)iii)	Die Menge und Richtung des Gasflusses an Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen, wie z. B. Angebots- und Nachfrageszenarien für	n.a.	The quantity and the direction of the gas flow for entry and exit points and associated assumptions	n.a.

	den Gasfluss zu Spitzenzeiten			
Art. 30 (1)(a)iv	Eine ausreichend detaillierte Darstellung der Fernleitungsnetzstruktur	http://www.grtgaz-deutschland.de/de/netztransparenz/technischebeschreibung	The structural representation of the transmission network with an appropriate level of details	http://www.grtgaz-deutschland.de/en/transparency/technicalparameters
Art. 30 (1)(a)v	Zusätzliche technische Informationen zum Fernleitungsnetz wie Länge und Durchmesser der Pipelines und Leistung der Verdichterstationen	http://www.grtgaz-deutschland.de/de/system/files/dokumente/megal_map_gassflussrichtung_1611_de_0.pdf Leistung der MEGAL Verdichterstationen	Additional technical information about the transmission network, such as the length and the diameter of pipelines and the power of compressor stations	http://www.grtgaz-deutschland.de/en/system/files/dokumente/megal_map_gassflussrichtung_1611_en_0.pdf power or MEGAL compressor stations
Art. 30 (1)(b)(i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die zulässigen Erlöse der FNB für 2021 betragen: 83.715.582 €	Information on the allowed and/or target revenue	The allowed revenues of GRTgaz Deutschland for the year 2021 are: 83,715,582 €
Art. 30 (1)(b)(ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	- 8.759.462 €	Information related to changes in the revenue	- 8.759.462 €
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 € VI. Fernwirkanlagen Kostenbasisjahr 2015: 658.859 €	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 € VI. Remote control installations amount in cost base year 2015: 658,859 €

		<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:</p> <p>I. Allgemeine Anlagen 3-70 Jahre (keine Abschreibung für Grundstücke) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 1.719.887 €</p> <p>II. Gasbehälter 45-55 Jahre Kostenbasisjahr 2015: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen 20-60 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 5.142.242 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen 30-65 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 7.550.525 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen 8-60 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 353.508 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen 15-20 Jahre Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 45.439 €</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:</p> <p>I. General installations 3-70 years (no depreciation for land) amount in cost base year 2015: 1,719,887 €</p> <p>II. Gas container 45-55 years amount in cost base year 2015: 0 €</p> <p>III. Compressor stations 20-60 years amount in cost base year 2015: 5,142,242 €</p> <p>IV. Pipelines/ House connection pipelines 30-65 years amount in cost base year 2015: 7,550,525 €</p> <p>V. Measuring, control and metering installations 8-60 years amount in cost base year 2015: 353,508 €</p> <p>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 costs incurred at the TSO in the base year (year 3 before the new regulatory period) and that were checked by the</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 2021 verwendete Inflationsindex beträgt: 1,40% (Inflation des Jahres 2019).</p>		<p>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: 1.40% (Inflation of the year 2019).</p>
<p>Art. 30 (1)(b)(iv,v)</p>	<p>Informationen zu den zulässigen Erlösen aus</p>	<p>Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2021 betragen: 83.715.582 €</p>	<p>Information on the transmission services</p>	<p>2021 Allowed Revenues for Transmission services: 83,715,582 €</p>

<p>Fernleitungsentgelten inklusive Kennzahlen zu Kapazitäts-/Arbeitsaufteilung, Entry-Exit-Split und Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung</p>	<p>Die Erlöse aus Fernleitungsentgelten für 2021 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 2021 28.545.240 €.</p> <p><u>Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung: 100% Kapazitätssentgelte</u></p> <p>Entry-Exit-Split 2021 für NCG: Entry 32,8% / Exit 67,2% Entry-Exit-Split 2021 für THE: Entry 36,0% / Exit 64,0%</p> <p><u>Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung im Marktgebiet NCG:</u></p> <p>81,6% Systeminterne Nutzung / 18,4% Systemübergreifende Nutzung</p> <p><u>Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung im Marktgebiet THE:</u></p> <p>74,9% Systeminterne Nutzung / 25,1% 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</p>	<p>revenue including capacity-commodity split, entry-exit split and intra-system/cross-system split.</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 2021 amounts to 28,545,240 €</p> <p><u>Capacity-commodity split: 100% capacity-based transmission tariffs</u></p> <p>Entry-exit split 2020 (NCG): Entry 32.8% - Exit 67.2% NCG Entry-exit split 2020 (THE): Entry 36.0% - Exit 64.0% NCG</p> <p><u>Cross-border-domestic split in entry-exit system NetConnect Germany:</u></p> <p>81.07% domestic usage / 18.93% cross-border usage.</p> <p><u>Cross-border-domestic split in entry-exit system THE:</u></p> <p>74.9% domestic usage / 25.1% cross-border usage</p> <p>In conjunction with Art. 26 NC TAR consultation, the cost allocation test was carried out by the Bundesnetzagentur (BNetzA). The results, including an assessment, are published on the BNetzA website via REGENT for the NetConnect Germany (BK9-18/610-NCG), Gaspool (BK9-18/611-GP) and Trading Hub Europe (BK9-19/610) entry-exit systems.</p>
--	---	--	---

		im Wege der Festlegungsverfahren REGENT für die Marktgebiete Net Connect Germany (BK9-18/610-NCG), Gaspool (BK9-18/611-GP) und Trading Hub Europe (BK9-19/610) auf den Internetseiten der BNetzA veröffentlicht.		
Art. 30 (1)(b)(vi)	Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode	<p>Tatsächliche regulierte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2019: 101.022.833 € (Inkl. MRU/ Biogas)</p> <p>Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos nach Verzinsung zum 31.12.2019: 45.485.574 €.</p> <p>Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2019 wird im Jahr 2020 festgestellt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über die folgenden 3 Kalenderjahre ab 2021 ausgeglichen.</p> <p>Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.</p>	Information related to the previous tariff period regarding the reconciliation of the regulatory account.	<p>Actual regulated revenues from transmission and non-transmission services 2019: 101,022,833 €.</p> <p>Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2019: 45,485,574 €</p> <p>Reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2019 is determined in the year 2020 and it will be reconciled in equal instalments – including interest payments – over the subsequent three calendar years.</p> <p>Incentive mechanisms specifically for the regulatory account do not exist in the German regulatory system.</p>
Art. 30 (1)(b)(vii)	Information zur beabsichtigte Nutzung des Auktionsaufschlags	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.	Information on the intended use of the auction premium.	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.
Art. 30 (1)(c)	Informationen zu Fernleitungs- und Systemdienstleistungsentgelten und ihrer Berechnung	<p>Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Festlegung REGENT-NCG bzw. REGENT 2021 die Anwendung einer Briefmarke im Marktgebiet GASPOOL/Net Connect Germany bzw. 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-Preisblatt: Reservepreise 2021</p> <p>Berechnung Kapazitätsentgelte</p>	Information on transmission and non-transmission tariffs accompanied by the relevant information related to their derivation.	<p>GRTgaz Deutschland pricesheet: Reserve prices 2021</p> <p>As part of the REGENT-NCG and REGENT 2021 decision, Bundesnetzagentur has decided the application of the reference price methodology postage stamp in the entry-exit system Net Connect Germany and 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>Derivation of transmission tariffs <u>Derivation of Biogas charge:</u></p>

		<p><u>Berechnung Biogaswälzungsbetrag</u></p> <p>Nach Tenorziffer 6 der Festlegungen REGENT-NCG bzw. 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 30.09.2019 beschrieben. Hiernach werden die bundesweiten Biogas-Gesamtkosten des Jahres 2021 in Höhe von 191.593.308 € 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 2021 in Höhe von 306.560.401 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Biogasumlage in Höhe von 0,6250 €/kWh/h/a.</p> <p><u>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u></p> <p>Nach Tenorziffer 5 der Festlegungen REGENT-NCG bzw. 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 30.09.2019 beschrieben. Hiernach werden die bundesweiten Umstellungskosten des Jahres 2021 in Höhe von 223.527.688 € durch die bundesweit bei Fernleitungsnetzbetreibern gebuchte bzw. bestellte</p>		<p>In accordance with number 6 BNetzA decision REGENT-NCG and REGENT 2021, the Biogas charge according to section 20b GasNEV is classified as non-transmission service. The derivation of Biogas charge is also described there and in section 7 of the Cooperation Agreement between the Operators of Gas Supply Networks in Germany as of 30 October 2019. According to this, all biogas-costs of 2021 in Germany in the amount of 191,593,308 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points to DSO and end consumers (without consideration of multipliers or seasonal factors) of 2021 in the amount of 306,560,401 (kWh/h)/a. Hence, the biogas charge is 0.6250 €/kWh/h/a.</p> <p><u>Derivation of Market area conversion charge</u></p> <p>In accordance with number 5 BNetzA decision REGENT-NCG and REGENT 2021 the Market area conversion charge according to section 19a(1) Energy Industry Act is classified as non-transmission service. The derivation of Market area conversion charge is also described there and in section 10 of the Cooperation Agreement between the Operators of Gas Supply Networks in Germany as of 30 October 2019. According to this, all market conversion costs of 2021 in the amount of 223,527,688 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points to DSO and end consumers (without consideration of multipliers or seasonal factors) of 2021 in the amount of 306,560,401 (kWh/h)/a. Hence, the market area conversion charge is 0.7291 €/kWh/h/a.</p>
--	--	---	--	---

		<p>Kapazität an Netzanschlusspunkten zu Letztverbrauchern und Netzkopplungspunkten zu nachgelagerten Netzbetreibern ohne Beachtung von Multiplikatoren oder saisonalen Faktoren des Jahres 2021 in Höhe von 306.560.401 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Marktraumumstellungsumlage in Höhe von 0,7291 €/kWh/h/a.</p>		
<p>Art. 30 (2)(a)i & ii)</p>	<p>Informationen zu Änderungen der Fernleitungsentgelten</p>	<p>Die Briefmarke des Marktgebiets NCG reduziert sich im Jahr 2021 im Vergleich zum Jahr 2020 um 30 ct/(kWh/h)/a. Diese Änderung basiert auf regelmäßigen Entgelthanpassungen unter Berücksichtigung von Veränderungen der Eingangsparameter Erlösobergrenzen und Kapazitätsprognosen der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber. Mit dem Start des Marktgebiets Trading Hub Europe (THE) zum 01.10.2021 steigt die Briefmarke im Vergleich zur NCG-Briefmarke leicht um 3 ct/(kWh/h)/a. Die Briefmarke des Marktgebiets NetConnect Germany lag in der Vergangenheit oberhalb der Briefmarke des Marktgebiets GASPOOL. Zum Start des bundesweiten Marktgebiets THE mussten die Kapazitätsprognosen angepasst werden, um unter anderem den Wegfall bisheriger Kopplungspunkte zwischen den Marktgebieten GASPOOL und NetConnect Germany und geänderte Abschläge für unterbrechbare Kapazitäten, DZK und bFZK widerzuspiegeln.</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. Nähere</p>	<p>Information on transmission tariff changes and trends.</p>	<p>The stamp of the entry-exit system NCG will be reduced by 30 ct./(kWh/h)/a in 2021 compared to 2020. This change is based on regular fee adjustments taking into account changes in input parameters allowed revenues and forecasts of contracted capacity of the transmission system operators involved. With the launch of the entry-exit system Trading Hub Europe (THE) on 1 October 2021, the postage stamp will increase slightly by 3 ct/(kWh/h)/a compared to the NCG postage stamp. In the past, the postage stamp of the entry-exit system NCG was higher than the postage stamp of the entry-exit system GASPOOL. At the start of the nationwide entry-exit system THE, the capacity forecasts had to be adjusted to reflect, among other things, the elimination of previous interconnection points between the entry-exit systems GASPOOL and NetConnect Germany and changed discounts for interruptible capacities, DZK and bFZK.</p> <p>Based on the data provided by the FNB, Bundesnetzagentur has forecasted the development of tariffs and published it in Appendix 5 of REGENT 2021. According to this, a slight increase of the tariffs in 2022 and 2023 are to be expected. Further information can be found on the website of the Bundesnetzagentur.</p>

		Informationen dazu finden sich auf der Internetseite der Bundesnetzagentur.		
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