

Veröffentlichung nach Art. 29 und 30 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)			Publication according to Art. 29 and 30 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)																					
TAR NC	Beschreibung	Information/Link	Description	Information/Link																				
Art. 29 (a)	Informationen zu festen Standardprodukten (Reservepreise, Multiplikatoren, Saisonale Faktoren, etc.)	<p>Reservepreise 2020</p> <p>Zur Begründung für die Höhe der Multiplikatoren verweist FNB auf den Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-18/612 (Festlegung „MARGIT“).</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 von 1 bis 27 Tagen)</td> <td>1.4</td> </tr> <tr> <td>Monatsprodukt (Laufzeit von 28 bis 89 Tagen)</td> <td>1.25</td> </tr> <tr> <td>Quartalsprodukt (Laufzeit von 90 bis 364 Tagen)</td> <td>1.1</td> </tr> </tbody> </table> <p>(gültig ab 01.01.2020 bis zum 31.12.2020)</p>	Produkt	Multiplikator	Untertägiges Produkt	2.0	Tagesprodukt (Laufzeit von 1 bis 27 Tagen)	1.4	Monatsprodukt (Laufzeit von 28 bis 89 Tagen)	1.25	Quartalsprodukt (Laufzeit von 90 bis 364 Tagen)	1.1	Information for standard capacity products for firm capacity (reserve prices, multipliers, seasonal factors, etc.)	<p>Reserve prices 2020</p> <p>For the justification of the level of multipliers, FNB refers to BNetzA Decision BK9-18/612 (“MARGIT”).</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 between 1 and 27 days)</td> <td>1.4</td> </tr> <tr> <td>Monthly product (runtime between 28 and 89 days)</td> <td>1.25</td> </tr> <tr> <td>Quarterly product (runtime between 90 and 364 days)</td> <td>1.1</td> </tr> </tbody> </table> <p>(valid from 01.01.2020 until 31.12.2020)</p>	Product	Multiplier	Within-Day product	2.0	Daily product (runtime between 1 and 27 days)	1.4	Monthly product (runtime between 28 and 89 days)	1.25	Quarterly product (runtime between 90 and 364 days)	1.1
Produkt	Multiplikator																							
Untertägiges Produkt	2.0																							
Tagesprodukt (Laufzeit von 1 bis 27 Tagen)	1.4																							
Monatsprodukt (Laufzeit von 28 bis 89 Tagen)	1.25																							
Quartalsprodukt (Laufzeit von 90 bis 364 Tagen)	1.1																							
Product	Multiplier																							
Within-Day product	2.0																							
Daily product (runtime between 1 and 27 days)	1.4																							
Monthly product (runtime between 28 and 89 days)	1.25																							
Quarterly product (runtime between 90 and 364 days)	1.1																							
Art. 29 (b)	Informationen zu unterbrechbaren Standardprodukten (Reservepreise und eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung)	<p>Reservepreise 2020</p> <p>Die Bundesnetzagentur hat in Anlage I ihres Beschlusses BK9-18/612 (Festlegung „MARGIT“) die Höhe des an den Kopplungspunkten anzuwendenden Abschlags für unterbrechbare Kapazität festgelegt. Die Methodik zur Berechnung dieser Abschläge wird in Abschnitt 5 der Festlegung MARGIT beschrieben.</p>	Information for standard capacity products for interruptible capacity (reserve prices and an assessment of the probability of interruption)	<p>Reserve prices 2020</p> <p>BNetzA determined the discounts for interruptible capacity at interconnection points in its decision BK9-18-612 (“MARGIT”) Annex I. The methodology to calculate these discounts is described in chapter 5 of the decision. The English version of the consultation document – methodology as well as specific discounts have not been amended in the final decision – can be obtained here.</p>																				

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	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. 2020 Prognostizierte gebuchte Einspeisekapazität: 17.160.527 kWh/h/a 2020 Prognostizierte gebuchte Ausspeisekapazität: 12.534.024 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. 2020 Forecasted booked capacity in Entry direction: 17,160,527 kWh/h/a 2020 Forecasted booked capacities in Exit direction: 12,534,024 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 den Gasfluss zu Spitzenzeiten	n.a.	The quantity and the direction of the gas flow for entry and exit points and associated assumptions	n.a.
Art. 30 (1)(a)iv)	Eine ausreichend detaillierte Darstellung der Fernleitungsnetzstruktur	Technische Beschreibung	The structural representation of the transmission network with an appropriate level of details	Technical Parameters

Art. 30 (1)(a)v)	Zusätzliche technische Informationen zum Fernleitungsnetz wie Länge und Durchmesser der Pipelines und Leistung der Verdichterstationen	Pipeline-System 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	Pipeline-system Power of compressor stations of MEGAL
Art. 30 (1)(b)(i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die zulässigen Erlöse der GRTgaz Deutschland für 2020 betragen: 92.475.044,16 €	Information on the allowed and/or target revenue	The allowed revenues of GRTgaz Deutschland for the year 2020 are: 92,475,044.16 €
Art. 30 (1)(b)(ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	-3.560.153,41€	Information related to changes in the revenue	-3,560,153.40 €
Art. 30 (1)(b)(iii)	Informationen zu den folgenden Parametern: Typen des regulierten 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	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

		<p>Kostenbasisjahr 2015: 8.953.820 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen</p> <p>Kostenbasisjahr 2015: 658.859 €</p> <p>Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2015: 26.006.855 €</p> <p>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</p>	<p>amount in cost base year 2015: 8,953,820 €</p> <p>VI.Remote control installations</p> <p>amount in cost base year 2015: 658,859 €</p> <p>Cost of capital of cost base year 2015: 26,006,855 €</p> <p>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</p>
--	--	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

		<p>Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 5.142.242 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen 30-65 Jahre</p> <p>Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 7.550.525 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen 8-60 Jahre</p> <p>Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 353.508 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen 15-20 Jahre</p> <p>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 Erlösobergrenze 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>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 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.</p> <p>The individual efficiency score of GRTgaz Deutschland is 100% for the period 2018-2022.</p> <p>The inflation index used to determine the allowed revenues 2020 is (t-2): VPI 2018: 103.80</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 2020 verwendete Inflationsindex (t-2) beträgt: VPI 2018: 103,8.</p>		
<p>Art. 30 (1)(b)(iv,v)</p>	<p>Informationen zu den zulässigen Erlösen aus Fernleitungs-entgelten inklusive Kennzahlen zu Kapazitäts-/Arbeitsaufteilung, Entry-Exit-Split und Aufteilung nach systeminterner/ systemübergreifender Nutzung</p>	<p>Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2020 betragen: 92.475.044,16 €</p> <p>Die Erlöse aus Fernleitungsentgelten für 2020 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 2020 28.381.779,58 €.</p> <p>Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung: 100% Kapazitätsentgelte</p> <p>Entry-Exit-Split 2020 NCG: Entry 32,6% - Exit 67,4%</p> <p>Aufteilung nach systeminterner/ systemübergreifender Nutzung im Marktgebiet NCG:</p> <p>49,7% Systeminterne Nutzung</p> <p>50,3% Systemübergreifende Nutzung.</p>	<p>Information on the transmission services revenue including capacity-commodity split, entry-exit split and intra-system/cross-system split.</p>	<p>2020 Allowed Revenues for Transmission services: 92,475,044.16 €</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 2020 amounts to 28,381,779.58 €</p> <p>Capacity-commodity split: 100% capacity-based transmission tariffs</p> <p>Entry-exit split 2020 NCG: Entry 32,6% - Exit 67,4% NCG</p> <p>Cross-border-domestic split in entry-exit system NetConnect Germany:</p> <p>49,7% domestic usage</p> <p>50,3% cross-border usage.</p>

		Im Zusammenhang mit der Konsultation nach Art. 26 NC TAR wurde erstmalig der Kostenzuweisungstest von der Bundesnetzagentur (BNetzA) durchgeführt. Die Ergebnisse einschließlich einer Bewertung wurden im Wege der Festlegungsverfahren REGENT für das Marktgebiet Net Connect Germany (BK9-18/610-NCG) auf den Internetseiten der BNetzA veröffentlicht.		In this conjunction with Art. 26 NC TAR consultation, the cost allocation test was carried out for the first time by the Bundesnetzagentur (BNetzA). The results, including an assessment, are published on the BNetzA website via REGENT for the Net Connect Germany (BK9-18 / 610-NCG) and Gaspool (BK9-18 / 611-GP) entry-exit systems.
Art. 30 (1)(b)(vi)	Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode	<p>Tatsächliche regulierte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2018: 119.882.342,06 € (Inkl. MRU/ Biogas)</p> <p>Der Gesamtsaldo des Regulierungskontos nach Verzinsung zum 31.12.2018: 48.524.868,23 €.</p> <p>Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2018 wird im Jahr 2019 festgestellt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über die folgenden 3 Kalenderjahre ab 2020 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 2018: 119,882,342.06 €.</p> <p>Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2018: 48,524,868.23 €</p> <p>Reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2018 is determined in the year 2019 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 beabsichtigten 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.	According to Article 13(4) Gas Network Access Ordinance (GasNZV) 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 Systemdienstleistungs-entgelten und ihrer Berechnung	Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Festlegung REGENT-NCG die Anwendung einer Briefmarke im Marktgebiet Net Connect Germany bestimmt. Hiernach sind die Erlöse aus Fernleitungsentgelten durch die für		As part of the REGENT-NCG decision , Bundesnetzagentur has decided the application of the reference price methodology postage stamp in the entry-exit system GASPOOL / Net Connect Germany. According to this, the transmission service revenues

		<p>das Kalenderjahr prognostizierten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte zu dividieren.</p> <p>GRTgaz Deutschland-Preisblatt: Reservepreise 2020</p> <p><u>Berechnung Biogaswälzungsbetrag</u></p> <p>Nach Tenorziffer 6 der Festlegungen REGENT-NCG 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 2020 in Höhe von 196.503.618 € 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 2020 in Höhe von 309.469.613 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Biogasumlage in Höhe von 0,6350 €/kWh/h/a.</p> <p><u>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u></p> <p>Nach Tenorziffer 5 der Festlegungen REGENT-NCG 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</p>		<p>are to be divided by the forecasted contracted capacities of the entry and exit points of the calendar year.</p> <p>GRTgaz Deutschland pricesheet: Reserve prices 2020</p> <p><u>Derivation of Biogas charge</u></p> <p>In accordance with number 6 BNetzA decision REGENT-NCG, 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 2020 in Germany in the amount of 196,503,618 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points to DSO and end consumers (without consideration of multipliers or seasonal factors) of 2020 in the amount of 309,469,613 (kWh/h)/a. Hence, the biogas charge is 0.6350 €/kWh/h/a.</p> <p><u>Derivation of Market area conversion charge</u></p> <p>In accordance with number 5 BNetzA decision REGENT-NCG 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 2019 in the amount of 179,168,392.21 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points to DSO and end consumers (without consideration of multipliers or seasonal</p>
--	--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

		<p>des Jahres 2020 in Höhe von 179.168.392,21 € 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 2020 in Höhe von 309.469.613 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Marktraumumstellungsumlage in Höhe von 0,5790 €/kWh/h/a.</p>		<p>factors) of 2020 in the amount of 309,469,613 (kWh/h)/a. Hence, the market area conversion charge is 0.5790 €/kWh/h/a.</p>
<p>Art. 30 (2)(a)i & ii)</p>	<p>Informationen zu Änderungen der Fernleitungsentgelten</p>	<p>Gegenüber 2019 ergeben sich rund 82% höhere Entgelte für die Buchung von Ein- und Ausspeisekapazitäten bei GRTgaz Deutschland. Die höheren Entgelte beruhen insbesondere auf dem mit der REGENT-Festlegung einhergehenden grundsätzlich marktgebietsweiten Tarifregime gegenüber den vorher netzbetreiberindividuellen Tarifen, sowie auf Veränderungen im prognostizierten Kapazitätsbuchungsverhalten.</p> <p>Die Bundesnetzagentur hat auf Grundlage der von den FNB gelieferten Daten die Entwicklung der Entgelte bis zum Ende der Regulierungsperiode berechnet und in der Anlage 4 der Festlegungen REGENT-NCG veröffentlicht. Hiernach wäre mit einem leichten Anstieg der Entgelte in den Jahren 2021 und 2022 zu rechnen. Nähere Informationen dazu finden sich auf der Internetseite der Bundesnetzagentur .</p>	<p>Information on transmission tariff changes and trends.</p>	<p>Compared to 2019, this results in approximately 82 % higher fees for entry and exit capacities booked with GRTgaz Deutschland. The adjusted fees are above all based on the market area-wide tariff regime introduced as part of the REGENT decision compared with the tariffs previously applied by individual network operators, as well as on changes in the predicted capacity booking behaviour and permissible revenues (mainly as a result of network investments).</p> <p>Based on the data provided by the FNB, Bundesnetzagentur has calculated the development of tariffs until the end of the regulatory period and published it in Appendix 4 of REGENT-NCG. According to this, a slight increase of the tariffs in 2021 and 2022 are to be expected. Further information can be found on the website of the Bundesnetzagentur.</p>

<p>Art. 30 (2)(b)</p>	<p>Informationen zum im Tarifjahr 2019 verwendeten Referenzpreismodell inkl. vereinfachtem Entgeltmodell</p>	<p>Vereinfachtes Entgeltmodell</p>	<p>Information about the used tariff model and an explanation how to calculate the transmission tariffs applicable for the prevailing tariff period</p>	<p>simplified model.</p>
----------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------