

TAR NC	Deutsch		English																													
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information																												
	Informationen zur Veröffentlichung vor der Jahresauktion		Information to be published before the yearly auction																													
Art. 29 (a)	Informationen zu festen Standardprodukten (Reservepreise, Multiplikatoren, Saisonale Faktoren, etc.)	<p>Reservepreise: Für 2019 ist der Reservepreis unter Download → NETZVERMARKTUNG → Preisblatt 2019 einzusehen. Für 2020 liegt der einheitliche Reservepreis (im Marktgebiet GASPOOL) bei 3,36 €/kWh/h/a.</p> <p>Zur Begründung für die Höhe der Multiplikatoren verweist GTG auf die Beschlüsse der Bundesnetzagentur BK9-18/612 (Festlegung „MARGIT“) und BK9-18/608 (Festlegung „BEATE 2.0“).</p> <p>Ab 01.01.2020 wendet GTG Saisonalitätsfaktoren an der Speicherzone "ZONE UGS EWE L-Gas" an, um eine effiziente und netzdienliche Nutzung im Einklang mit dem Abnahmeverhalten anzureizen. Diese können der unteren Tabelle entnommen werden:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Monat</th> <th>Entry</th> <th>Exit</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Januar</td> <td rowspan="3">0,7</td> <td rowspan="3">1,3</td> </tr> <tr> <td>Februar</td> </tr> <tr> <td>März</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td rowspan="4">1,3</td> <td rowspan="4">0,7</td> </tr> <tr> <td>Mai</td> </tr> <tr> <td>Juni</td> </tr> <tr> <td>Juli</td> </tr> </tbody> </table>	Monat	Entry	Exit	Januar	0,7	1,3	Februar	März	April	1,3	0,7	Mai	Juni	Juli	<p>Information for standard capacity products for firm capacity (reserve prices, multipliers, seasonal factors, etc.)</p>	<p>Reserve prices: For 2019 you can download the price sheet under Downloads → NETWORK MARKETING → Price sheet 2019. For 2020 the uniform reserve price (for market area GASPOOL) is 3.36 €/kWh/h/a.</p> <p>For the justification of the level of multipliers, GTG refers to Bundesnetzagentur's decisions BK9-18/612 ("MARGIT") and BK9-18/608 ("BEATE 2.0").</p> <p>From 01.01.2020 on GTG applies seasonal factors to the storage zone "ZONE UGS EWE L-Gas" in order to incentivise an efficient usage of the storage zone and the network in line with the demand. These are listed in the following table:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Month</th> <th>Entry</th> <th>Exit</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td rowspan="3">0.7</td> <td rowspan="3">1.3</td> </tr> <tr> <td>February</td> </tr> <tr> <td>March</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td rowspan="4">1.3</td> <td rowspan="4">0.7</td> </tr> <tr> <td>May</td> </tr> <tr> <td>June</td> </tr> <tr> <td>July</td> </tr> </tbody> </table>	Month	Entry	Exit	January	0.7	1.3	February	March	April	1.3	0.7	May	June	July
Monat	Entry	Exit																														
Januar	0,7	1,3																														
Februar																																
März																																
April	1,3	0,7																														
Mai																																
Juni																																
Juli																																
Month	Entry	Exit																														
January	0.7	1.3																														
February																																
March																																
April	1.3	0.7																														
May																																
June																																
July																																

TAR NC	Deutsch				English			
	Beschreibung	weitere Informationen			Description	further information		
		August				August		
		September				September		
		Oktober				October		
		November	0,7	1,3		November	0.7	1.3
		Dezember				December		
Art. 29 (b)	Informationen zu unterbrechbaren Standardprodukten (Reservepreise und eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung)	<p>Reservepreise: Für 2019 ist der Reservepreis für feste, frei zuordenbare Kapazität (FZK) unter Download → NETZVERMARKTUNG → Preisblatt 2019 einzusehen. Für unterbrechbare Kapazität am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl gilt in 2019 ein Reservepreis von 1,01 €/kWh/h/a (Richtung Entry) und 1,03 €/kWh/h/a (Richtung Exit). Für 2020 liegt der einheitliche Reservepreis für feste, frei zuordenbare Kapazität (FZK) (im Marktgebiet GASPOOL) bei 3,36 €/kWh/h/a. Für unterbrechbare Kapazität gilt am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl ein Reservepreis von 3,02 €/kWh/h/a (Richtung Entry; bei Produktlaufzeiten Monats-, Quartals- und Jahreskapazität) bzw. 2,99 €/kWh/h/a (Richtung Entry; bei Produktlaufzeiten Tageskapazität und untertägiger Kapazität) und 3,02 €/kWh/h/a (Richtung Exit; bei allen Produktlaufzeiten).</p> <p>Die Bundesnetzagentur hat in Anlage I ihres Beschlusses BK9-18/612 (Festlegung „MARGIT“) die Höhe des an den Kopplungspunkten anzuwendenden</p>			Information for standard capacity products for interruptible capacity (reserve prices and an assessment of the probability of interruption)	<p>Reserve prices: For 2019 you can download the price sheet under Downloads → NETWORK MARKETING → Price sheet 2019. The reserve price for interruptible capacity at IP Oude Statenzijl in 2019 is 1.01 €/kWh/h/a (Entry) and 1.03 €/kWh/h/a (Exit). For 2020 the uniform reserve price for free allocable capacity (for market area GASPOOL) is 3.36 €/kWh/h/a. The reserve price for interruptible capacity at IP Oude Statenzijl is 3.02 €/kWh/h/a (Entry; for monthly, quarterly and yearly products) or 2.99€ (Entry; for daily and within-day products) or 3.02 €/kWh/h/a (Exit; for all product runtimes).</p> <p>Bundesnetzagentur 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</p>		

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<p>Abschlags für unterbrechbare Kapazität festgelegt. Die Methodik zur Berechnung dieser Abschläge wird in Abschnitt 5 der Festlegung MARGIT beschrieben. Die Methodik zur Berechnung des Abschlags für unterbrechbare Kapazität an anderen als Kopplungspunkten, unter anderen Speicherpunkten, hat die Bundesnetzagentur im Beschluss BK9-18/608 (Festlegung „BEATE 2.0“, Abschnitt 3.2) festgelegt. Hierbei wird die Unterbrechungswahrscheinlichkeit Pro aus den Daten der letzten drei Jahre des jeweiligen Ein- bzw. Ausspeisepunktes nach der folgenden Formel abgeleitet:</p> $Pro = \frac{\sum_{t=1}^j [(K)_u]_t}{\sum_{t=1}^j [(K)_v]_t} + 10\%$ <p>(K)_u beschreibt die am Tag t maximal unterbrochene unterbrechbare Kapazität und (K)_v beschreibt die am Tag t vermarktete unterbrechbare Kapazität. Die Unterbrechungswahrscheinlichkeit wird auf volle Prozent aufgerundet und enthält einen Sicherheitsaufschlag von 10%, der die Prognoseunsicherheit abbildet. Der anzuwendende Abschlag entspricht der Unterbrechungswahrscheinlichkeit und ist unabhängig von der Produktlaufzeit.</p> <p>Die Daten zur Berechnung der Abschläge wurden im Rahmen der Konsultation veröffentlicht.</p> <p>An der Speicherzone „ZONE UGS EWE L-Gas“ der GTG</p>		<p>obtained here.</p> <p>The methodology to calculate discounts for interruptible capacity of storage points, which can be seen as an estimation of probability of interruption, is specified in Bundesnetzagentur’s decision BK9-18/608 (‘BEATE 2.0’, chapter 3.2). Hereby, probability of interruption Pro is derived from the data of the last three years of the respective entry and exit point according to the following formula:</p> $Pro = \frac{\sum_{t=1}^j [(K)_u]_t}{\sum_{t=1}^j [(K)_v]_t} + 10\%$ <p>(K)_u describes the maximum interrupted interruptible capacity on day t and (K)_v describes the interruptible capacity marketed on day t. The probability of interruption is rounded up to full percentage and contains a safety margin of 10%, which represents the forecast uncertainty. The applicable discount corresponds to the probability of interruption and is independent of the product duration.</p> <p>The data to calculate the discounts have been published during the consultation.</p> <p>There have been no interruptions at the storage zone “ZONE UGS EWE L-Gas” of GTG in the relevant period. Hence, from 01.01.2020 on a discount of 10% applies to all product runtimes.</p>

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		kam es im relevanten Zeitraum zu keinen Unterbrechungen, sodass hier ab 01.01.2020 ein Preisabschlag von 10% für alle Produktlaufzeiten angewandt wird.		

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
	Informationen zur Veröffentlichung vor der nächsten Tarifperiode		Information to be published before the tariff period	
Art. 30 (1)(a)	Informationen zu den in der angewandten Referenzpreismethode verwendeten Parametern	Alle genutzten Eingangsparameter (insb. Kapazitätsprognosen und Spreizungsfaktoren für die Ausspeiseentgeltzonen) sind im vereinfachten 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)(b)(i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die zulässigen Erlöse der GTG in 2019 betragen: 28.217.095 €	Information on the allowed and/or target revenue.	The allowed revenues of GTG in 2019 are: 28,217,095 €
Art. 30 (1)(b)(ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	Veränderungen gegenüber den zulässigen Erlösen 2018 in 2019 ergeben sich vor allem aus den getätigten Investitionsmaßnahmen und der Auflösung des Regulierungskontos.	Information related to changes in the revenue.	Changes to the allowed revenues for 2019 compared to 2018 are mainly based on investment activities and a reconciliation of the regulatory account.

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
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	<p>Gesamtwert des regulierten Anlagevermögens im Kostenbasisjahr 2015: 55.379.948 €</p> <p>Typen des regulierten Anlagevermögens (vgl. Anlage 1 der GasNEV):</p> <p>I. Allgemeine Anlagen II. Gasbehälter III. Erdgasverdichteranlagen IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen VI. Fernwirkanlagen</p>	<p>Information related to the following Parameters: types of assets, cost of capital, capital and operational expenditures, incentive mechanisms and efficiency targets, inflation indices.</p>	<p>Regulated asset base of cost base year 2015: 55,379,948 €</p> <p>Types of regulated assets (see Annex 1 of GasNEV):</p> <p>I. General installations II. Gas container III. Compressor stations IV. Pipelines/ House connection pipelines V. Measuring, control and metering installations VI. Remote control installations</p>
		<p>Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2015: 6.100.613 €</p> <p>Die Methode zur Berechnung der Kapitalkosten ist in §§ 6-8 GasNEV festgelegt.</p>		<p>Cost of capital of cost base year 2015: 6,100,613 €</p> <p>The methodology to calculate the costs of capital are determined in sections 6-8 GasNEV.</p>

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<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 vorgegeben.</p> <p>Abschreibungszeiträume und -beträge für Anlagentypen:</p> <p>I. Allgemeine Anlagen (3-70 Jahre, keine Abschreibung für Gebäude) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 1.725.604 €</p> <p>II. Gasbehälter (45-55 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen (20-25 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 0 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen (30-65 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 1.401.051 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen (8-60 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 411.655 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen (15-20 Jahre) Betrag im Kostenbasisjahr 2015: 27.613 €</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 buildings) amount in cost base year 2015: 1,725,604 €</p> <p>II. Gas container (45-55 years) amount in cost base year 2015: 0 €</p> <p>III. Compressor stations (20-25 years) amount in cost base year 2015: 0 €</p> <p>IV. Pipelines/ House connection pipelines (30-65 years) amount in cost base year 2015: 1,401,051 €</p> <p>V. Measuring, control and metering installations (8-60 years) amount in cost base year 2015: 411,655 €</p> <p>VI. Remote control installations (15-20 years) amount in cost base year 2015: 27,613 €</p>

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<p>Operative Ausgaben des Kostenbasisjahres 2015: 9.100.234 €</p> <p>Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber unterliegen dem System der Anreizregulierung gemäß den Vorgaben der ARegV, §§12-16 regeln hierbei Anreizmechanismen und Effizienzziele. 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. Ebenfalls berechnet die Regulierungsbehörde einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, der für alle Fernleitungsnetzbetreiber einheitlich zur Anwendung kommt.</p> <p>Der individuelle Effizienzwert der GTG beträgt 100%.</p>		<p>OPEX of cost base year 2015: 9,100,234 €</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 individual efficiency score of GTG is 100%.</p>

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		Der zur Bestimmung der zulässigen Erlöse 2019 verwendete Inflationsindex (t-2) beträgt: VPI 2017 = 109,30		The inflation index (t-2) used to determine the allowed revenues 2019 is: RPI 2017 = 109.30
Art. 30 (1)(b)(iv,v)	Informationen zu den zulässigen Erlösen aus Fernleitungsentgelten inklusive Kennzahlen zu Kapazitäts-/Arbeitsaufteilung, Entry-Exit-Split und Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung	Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2019 betragen: 17.848.090 €	Information on the transmission services revenue including capacity-commodity split, entry-exit split and intra-system/cross-system split.	Transmission services revenues 2019: 17,848,090€
		Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung: 100% Kapazitätssentgelte		Capacity-commodity split: 100% capacity-based transmission tariffs
		Entry-Exit-Split 28% / 72%		Entry-exit split 28% / 72%
		Die Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung wird im Rahmen der Konsultation nach Art. 26 NC TAR bestimmt und veröffentlicht. In diesem Zusammenhang wurde auch erstmalig der Kostenzuweisungstest von der Bundesnetzagentur (BNetzA) durchgeführt. Die Ergebnisse einschließlich einer Bewertung wurden im Wege der Festlegungsverfahren REGENT für die Marktgebiete Net Connect Germany (BK9-18/610-NCG) und Gaspool (BK9-18/611-GP) auf den Internetseiten der BNetzA veröffentlicht.		Cross-border-domestic split will be determined and published in conjunction with Art. 26 NC TAR consultation. In this context, 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.

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
Art. 30 (1)(b)(vi)	Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode	Tatsächliche regulierte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2017: 21.055.622 €	Information related to the previous tariff period regarding the reconciliation of the regulatory account.	Actual regulated revenues from transmission and non-transmission services 2017: 21,055,622 €
		Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2017: 284.378€		Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2017: 284,378 €
		Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2017 wird im Jahr 2018 festgestellt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über die folgenden 3 Kalenderjahre ausgeglichen. Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.		Reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2017 is determined in the year 2018 and it will be reconciled in equal instalments – including interest payments – over the subsequent 3 calendar years. Incentive mechanisms specifically for the regulatory account do not exist in the German regulatory system.
Art. 30 (1)(b)(vii)	Information zur beabsichtigte Nutzung des Auktionsaufschlags	Gemäß §13 (4) GasNZV werden Auktionserlöse 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 implies a tariff-reducing effect in the years in which the regulatory account is reconciled.

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
Art. 30 (1)(c)	Informationen zu Fernleitungs- und Systemdienstleistungsentgelten und ihrer Berechnung	<ul style="list-style-type: none"> • Siehe vereinfachtes Entgeltmodell • Siehe GTG Preisblatt 	Information on transmission and non-transmission tariffs accompanied by the relevant information related to their derivation.	<ul style="list-style-type: none"> • See simplified model • See GTG price sheet

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<p><u>Berechnung Biogasumlage</u></p> <p>Nach Ziffer 6 des Beschlusses der Bundesnetzagentur BK9-17/609 (Festlegung „INKA“) ist die Biogasumlage nach § 20b GasNEV als Systemdienstleistung eingeordnet. Die Berechnung der Biogasumlage ist beschrieben in § 7 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 01.10.2018. Hiernach werden die bundesweiten Biogas-Gesamtkosten des Jahres 2019 in Höhe von 202.994.689 € 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 2019 in Höhe von 306.671.765 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Biogasumlage in Höhe von 0,66193 €/(kWh/h)/a.</p>		<p><u>Derivation of biogas charge</u></p> <p>In accordance with number 6 BNetzA decision BK9-17/609 (“INKA”) the biogas charge according to section 20b GasNEV is classified as non-transmission service. The derivation of biogas charge is described in section 7 of the Cooperation Agreement between the Operators of Gas Supply Networks in Germany as of 01 October 2018. According to this, all biogas costs of 2019 in Germany in the amount of 202,994,689 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points to DSO and end consumers (without consideration of multipliers or seasonal factors) of 2019 in the amount of 306,671,765 (kWh/h)/a. Hence, the biogas charge is 0.66193 €/(kWh/h)/a.</p>

	<p><u>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u></p> <p>Nach Ziffer 6 des Beschlusses der Bundesnetzagentur BK9-17/609 (Festlegung „INKA“) ist die Marktraumumstellungsumlage nach § 19a Abs. 1 EnWG als Systemdienstleistung eingeordnet. Die Berechnung der Marktraumumstellungsumlage ist beschrieben in § 10 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 01.10.2018. Hiernach werden die bundesweiten Umstellungskosten des Jahres 2019 in Höhe von 132.257.041 € durch die bundesweit bei Fernleitungsnetzbetreibern gebuchte bzw. bestellte Kapazität an allen Ausspeisepunkten (inkl. Speicher und Grenz- und Marktgebietsübergangspunkten) ohne Beachtung von Multiplikatoren oder saisonalen Faktoren des Jahres 2019 in Höhe von 415.797.330 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Marktraumumstellungsumlage in Höhe von 0,3181 €/kWh/h/a.</p> <p><u>Berechnung Messentgelt und Messstellenbetriebsentgelt</u></p> <p>Unter Berücksichtigung des tatsächlichen Mengengerüsts wurden die durchschnittlichen Personalaufwendungen und IT-Kosten pro Zählpunkt ermittelt. Anhand dieser wurden anteilig die Erlöse den Hauptkostenstellen „Messung“ und „Messstellenbetrieb“ zugeordnet.</p>		<p><u>Derivation of market area conversion charge</u></p> <p>In accordance with number 6 BNetzA decision BK9-17/609 (“INKA”) 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 described in section 10 of the Cooperation Agreement between the Operators of Gas Supply Networks in Germany as of 01 October 2018. According to this, all market conversion costs of 2019 in the amount of 132,257,041 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points (including IP and storage exit points, but without consideration of multipliers or seasonal factors) of 2019 in the amount of 415,797,330 (kWh/h)/a. Hence, the market area conversion charge is 0.3181 €/kWh/h/a.</p> <p><u>Derivation metering charge and metering operation charge</u></p> <p>Taking into account the actual volumes, average personnel expenses and IT costs per metering point are determined. Based on these, the revenues are pro rata allocated to the direct cost centres “metering” and “metering operation”.</p>
--	--	--	--

Art. 30 (2)(a)	Informationen zu Änderungen der Fernleitungsentgelten	<p>Die Fernleitungsentgelte für 2019 steigen gegenüber 2018 um ca. 1,3%.</p> <p>Welcher Referenzpreismethode die Entgeltbildung der Jahre 2020 ff. unterliegt ist derzeit schwer abzuschätzen. Dementsprechend können auch keine indikativen Aussagen zur Entgeltentwicklung der Jahre 2020-2022 getroffen werden.</p> <p>Hierzu verweisen wir auf die abschließende Konsultation gemäß Artikel 26 Tariff Network Code, welche gemäß der Festlegung "INKA" (BK9-17/609) von der Bundesnetzagentur durchgeführt wird. Nähere Informationen dazu finden sich auf der Seite der Bundesnetzagentur.</p>	Information on transmission tariff changes and trends.	<p>The transmission tariffs increase in 2019 as compared 2018 is approx. 1.3%.</p> <p>At the moment, it can hardly be anticipated what reference price methodology will be applicable for the tariff calculation in the years 2020 ff. Correspondingly, no forecast on tariff development for the period 2020-2022.</p> <p>In this matter, we refer to the final consultation according to Article 26 of the Tariff Network Code, which is carried out according to the decision "INKA" (BK9-17/609) by the national regulatory authority. More information can be found on the website of the Bundesnetzagentur.</p>
Art. 30 (2)(b)	Informationen zum im Tarifjahr 2018 verwendeten Referenzpreismodel l inkl. vereinfachtem Entgeltmodell	Siehe vereinfachtes Entgeltmodell.	Information about the used tariff model and an explanation how to calculate the transmission tariffs applicable for the prevailing tariff period.	See simplified model.