

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
Art. 30 (1)(a)	Informationen zu den in der angewandten Referenzpreismethode verwendeten Parametern	Siehe vereinfachtes Entgeltmodell.	Information on parameters used in the applied reference price methodology related to the technical characteristics of the transmission system.	See simplified model.
Art. 30 (1)(b)(i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die zulässigen Erlöse der GTG in 2018 betragen: 26.363.681 €	Information on the allowed and/or target revenue.	The allowed revenues of GTG in 2018 are: 26,363,681 €
Art. 30 (1)(b)(ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	Veränderungen gegenüber den zulässigen Erlösen 2017 in 2018 ergeben sich vor allem aus dem Kostenniveau, welches die Bundesnetzagentur zur neuen Regulierungsperiode ab 2018 beschieden hat. Ferner werden getätigte Investitionsmaßnahmen und die Auflösung des Regulierungskontos in den zulässigen Erlösen für 2018 berücksichtigt und führen zu einer Veränderung gegenüber 2017.	Information related to changes in the revenue.	Changes to the allowed revenues for 2018 compared to 2017 are mainly based on a new cost level approved by Bundesnetzagentur in advance of the new regulatory period starting in 2018. Furthermore, investment activities and a reconciliation of the regulatory account lead to changes in the allowed revenues for 2018.

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> <ul style="list-style-type: none"> I. Allgemeine Anlagen II. Gasbehälter III. Erdgasverdichteranlagen IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen VI. Fernwirkanlagen 	<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> <ul style="list-style-type: none"> 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>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 2018 verwendete Inflationsindex beträgt: 107,40/106,9 = 1,0047		The inflation index used to determine the allowed revenues 2018 is: 107.40/106.9 = 1.0047
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 2018 betragen: 16.507.594 €	Information on the transmission services revenue including capacity-commodity split, entry-exit split and intra-system/cross-system split.	Transmission services revenues 2018: 16,507,594 €
		Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung: 100% Kapazitätssentgelte		Capacity-commodity split: 100% capacity-based transmission tariffs
		Entry-Exit-Split 24% / 76%		Entry-exit split 24% / 76%
		Die Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung wird im Rahmen der Konsultation nach Art. 26 NC TAR bestimmt und veröffentlicht.		Cross-border-domestic split will be determined in conjunction with Art. 26 NC TAR consultation determined and published.
Art. 30 (1)(b)(vi)	Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode	Tatsächliche regulierte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2016: 21.980.799 €	Information related to the previous tariff period regarding the reconciliation of the regulatory account.	Actual regulated revenues from transmission and non-transmission services 2016: 21,980,799 €
		Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2016: 1.217.598 €		Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2016: 1,217,598 €

TAR NC	Deutsch		English	
	Beschreibung	weitere Informationen	Description	further information
		<p>Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2016 wird im Jahr 2017 festgestellt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über die folgenden 5 Kalenderjahre ausgeglichen.</p> <p>Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.</p>		<p>Reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2016 is determined in the year 2017 and it will be reconciled in equal instalments – including interest payments – over the subsequent 5 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	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.
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 27.10.2017. Hiernach werden die bundesweiten Biogas-Gesamtkosten des Jahres 2018 in Höhe von 199.507.937 € 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 2018 in Höhe von 291.495.193 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Biogasumlage in Höhe von 0,68443 €/(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 27 October 2017. According to this, all biogas costs of 2018 in Germany in the amount of 199,507,937 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points to DSO and end consumers (without consideration of multipliers or seasonal factors) of 2018 in the amount of 291,495,193 (kWh/h)/a. Hence, the biogas charge is 0.68443 €/(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 27.10.2017. Hiernach werden die bundesweiten Umstellungskosten des Jahres 2018 in Höhe von 104.442.367,39 € 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 2018 in Höhe von 403.738.196 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Marktraumumstellungsumlage in Höhe von 0,2587 €/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 27 October 2017. According to this, all market conversion costs of 2018 in the amount of 104,442,367.39 € 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 2018 in the amount of 403,738,196 (kWh/h)/a. Hence, the market area conversion charge is 0.2587 €/kWh/h/a.</p> <p><u>Derivation metering charge and metering operation charge</u></p> <p>Taking into account the actuals 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>Für die Entgeltperiode 2019 gehen wir derzeit davon aus, dass die Fernleitungsentgelte gegenüber dem Entgelt des Jahres 2018 stabil bleiben.</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.</p>	Information on transmission tariff changes and trends.	<p>For the tariff period 2019, we assume transmission tariffs will stay relatively constant compared to the tariffs valid in 2018.</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.</p>
Art. 30 (2)(b)	Informationen zum im Tarifjahr 2018 verwendeten Referenzpreismodell 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.