

This document contains a convenience translation of the German original. In case of discrepancy between the English and the German versions, the German version shall prevail.

NC TAR	Deutsch		English	
	Beschreibung	Erläuterung	Description	Explanation
Art. 29	Informationen zur Veröffentlichung vor der Jahresauktion		Information to be published before the annual yearly capacity auction	
Art. 29 a)	Informationen zu festen Standardprodukten (Reservepreise, Multiplikatoren, Saisonale Faktoren, etc.)	https://www.opal-gastransport.de/netzinformationen/regulierte-netzentgelte/ Zur Begründung für die Höhe der Multiplikatoren verweist GASCADE auf den Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-14/608 (Festlegung „BEATE“).	Information for standard capacity products for firm capacity (reserve prices, multipliers, seasonal factors, etc.)	https://www.opal-gastransport.de/en/our-network/regulated-tariff/ For the justification of the level of multipliers, GASCADE refers to BNetzA Decision BK9-14/608 (“BEATE”).
Art. 29 b)	Informationen zu unterbrechbaren Standardprodukten (Reservepreise und eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung)	https://www.opal-gastransport.de/netzinformationen/regulierte-netzentgelte/ Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Beschluss BK9-14/608 (Festlegung „BEATE“ , Abschnitt VII.5 – VII.8, S. 26ff.) die Methodik zur Berechnung des Abschlags für unterbrechbare Kapazität, der gleichzeitig auch als Schätzung der Unterbrechungswahrscheinlichkeit gilt, festgelegt. Hierbei ist die Höhe des Abschlags bzw. der Unterbrechungswahrscheinlichkeit unabhängig von der Produktlaufzeit. Die zur Berechnung des Abschlags benötigten Daten (Vermarktung und Unterbrechung unterbrechbarer Kapazität) können auf der ENTSOG Transparenzplattform bzw. als Summe pro Punkt hier bezogen werden.	Information for standard capacity products for interruptible capacity (reserve prices and an assessment of the probability of interruption)	https://www.opal-gastransport.de/en/our-network/regulated-tariff/ The methodology to calculate discounts for interruptible capacity, which can be seen as an estimation of probability of interruption, is specified in BNetzA decision BK9-14/608 (“BEATE” , chapter VII.5 – VII.8, pp. 26ff.). Hereby, the amount of the discount or the probability of interruption is independent of the product duration. The data to calculate the discount (sales and interruption of interruptible capacity) can be obtained at the ENTSOG transparency platform or as sum per point in this document.

Art. 30	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 Ausspeisungsentgeltzonen) 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 tariff model .
Art. 30 (1) b) i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die zulässigen Erlöse der OPAL Gastransport im Jahr 2018 betragen: 3.040.685 €	Information on the allowed and/or target revenue.	The allowed revenues of OPAL Gastransport in 2018 are: 3,040,685 €
Art. 30 (1) b) ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	Die zulässigen Erlöse wurden entsprechend den Vorgaben gemäß § 4 ARegV angepasst.	Information related to changes in the revenue.	The allowed revenues are recalculated in accordance with § 4 ARegV.
Art. 30 (1) b) iii)	Informationen zu den folgenden Parametern: Typen des regulierten Anlagevermögens und ihr Gesamtwert, Kapitalkosten, Investitionsausgaben, operative Ausgaben, Anreizmechanismen	Gesamtwert des regulierten Anlagevermögens im Kostenbasisjahr 2015: 53.922.740 € Typen des regulierten Anlagevermögens (vgl. Anlage 1 der GasNEV): I. Allgemeine Anlagen II. Gasbehälter	Information related 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: 53,922,740 € Types of regulated assets (see Annex 1 of GasNEV): I. General installations II. Gas container

This document contains a convenience translation of the German original. In case of discrepancy between the English and the German versions, the German version shall prevail.

NC TAR	Deutsch		English	
	Beschreibung	Erläuterung	Description	Explanation
	und Effizienzziele, Inflation-sindizes.	<p>III. Erdgasverdichteranlagen</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen</p> <p>VI. Fernwirkanlagen</p>		<p>III. Compressor stations</p> <p>IV. Pipelines/ House connection pipelines</p> <p>V. Measuring, control and metering installations</p> <p>VI. Remote control installations</p>
		<p>Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2015: 1.435.983 €</p> <p>Die Methode zur Berechnung der Kapitalkosten ist in §§ 6-8 GasNEV festgelegt.</p>		<p>Cost of capital of cost base year 2015: 1,435,983 €</p> <p>The methodology to calculate the capital costs is determined in §§ 6-8 GasNEV.</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 vorgegeben.</p> <p>Abschreibungszeiträume und -beträge im Kostenbasisjahr 2015 für Anlagentypen:</p> <p>I. Allgemeine Anlagen (3-70 Jahre, keine Abschreibung für Gebäude): 23.091 €</p> <p>II. Gasbehälter (45-55 Jahre): 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen (20-25 Jahre): 185.270 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen (30-65 Jahre): 1.223.759 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen (8-60 Jahre): 3.863 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen (15-20 Jahre): 0 €</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 in cost base year 2015 per asset type:</p> <p>I. General installations (3-70 years, no depreciation for buildings): 23,091 €</p> <p>II. Gas container (45-55 years): 0 €</p> <p>III. Compressor stations (20-25 years): 185,270 €</p> <p>IV. Pipelines/ House connection pipelines (30-65 years): 1,223,759 €</p> <p>V. Measuring, control and metering installations (8-60 years): 3,863 €</p> <p>VI. Remote control installations (15-20 years): 0 €</p>
		<p>Operative Ausgaben des Kostenbasisjahres 2015: 2.014.596 €</p>		<p>OPEX of cost base year 2015: 2,014,596 €</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.</p>		<p>German transmission system operators are subject to the incentive regulation system pursuant to the provisions of ARegV, where §§12-16 regularize incentive mechanisms and efficiency goals.</p> <p>The 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.</p>

NC TAR	Deutsch		English	
	Beschreibung	Erläuterung	Description	Explanation
		<p>Des Weiteren wird ein Effizienzvergleich zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführt, indem auf Basis von Aufwands- und Strukturparametern unternehmensindividuelle Effizienzwerte ermittelt und verglichen werden. 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.</p> <p>Für die dritte Regulierungsperiode ist der generelle sektorale Produktivitätsfaktor bisher noch nicht endgültig festgelegt worden.</p> <p>Der individuelle Effizienzwert der OPAL Gastransport beträgt 100%.</p> <p>Der zur Bestimmung der zulässigen Erlöse 2018 verwendete Inflationsindex beträgt: VPI 2016 = 107,4</p>		<p>Moreover, an efficiency benchmark is conducted between the TSO and, based on their cost and structure parameters, individual company efficiency values are calculated and compared. Possible inefficiencies are to be rectified over the duration of a regulatory period.</p> <p>Furthermore, the regulatory authority calculates a general sector productivity factor that consistently applies to all transmission system operators.</p> <p>The general sector productivity factor for the third regulatory period is not determined yet.</p> <p>The individual efficiency score of OPAL Gastransport is 100 %.</p> <p>The inflation index used to determine the allowed revenues 2018 is: VPI 2016 = 107,4</p>
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	<p>Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2018: 3.040.685 €</p> <p>Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung: 100% Kapazitätentgelte</p> <p>Der Entry-Exit-Split ergibt sich aus dem Verhältnis der Entry- zu den Exit-Kapazitäten. Er beträgt bei OPAL Gastransport 74,5% Entry, 25,5% Exit.</p> <p>Die Aufteilung nach systeminterner/ systemübergreifender Nutzung wird im Rahmen der Konsultation nach Art. 26 NC TAR bestimmt und veröffentlicht.</p>	Information on the transmission services revenue including capacity-commodity split, entry-exit split and intra-system/cross-system split.	<p>Allowed revenues for Transmission services 2018: 3,040,685 €</p> <p>Capacity-commodity split: 100% capacity-based transmission tariffs</p> <p>The Entry-exit-split is the relation between entry and exit capacities. For OPAL Gastransport it is 74.5% entry, 25.5% exit.</p> <p>The cross-border-domestic split will be determined in conjunction with Art. 26 NC TAR consultation determined and published.</p>
Art. 30 (1) b) vi)	Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode	<p>Tatsächliche regulierte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2016: 3.865.697 €</p> <p>Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2016: 11.751.924 €</p> <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>	Information related to the previous tariff period regarding the reconciliation of the regulatory account.	<p>Actual regulated revenues from transmission and non-transmission services 2016: 3,865,697 €</p> <p>Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2016: 11,751,924 €</p> <p>The reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2016 is determined in the year 2017 and 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>

NC TAR	Deutsch		English	
	Beschreibung	Erläuterung	Description	Explanation
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 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	Siehe Preisblatt der OPAL Gastransport	Information on transmission and non-transmission tariffs accompanied by the relevant information related to their derivation.	See price sheet of OPAL Gastransport
		Die Netzentgelte werden nach dem Briefmarkenmodell berechnet, dafür werden die zulässigen Erlöse gemäß dem Entry-Exit-Split aufgeteilt und dann jeweils durch die Summe aller erwarteten gewichteten gebuchten Ein- bzw. Ausspeisekapazitäten dividiert.		The Tariffs are calculated by the postage stamp methodology, therefore the allowed revenues are divided by the forecasted weighted booked entry and exit capacities.
		<u>Berechnung Biogaswälzungsbeitrag</u> 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.		<u>Derivation of Biogas charge</u> 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 €. Hence, the biogas charge is 0.68443 €/kWh/h/a.
<u>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u> 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	<u>Derivation of Market area conversion charge</u> 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			

This document contains a convenience translation of the German original. In case of discrepancy between the English and the German versions, the German version shall prevail.

NC TAR	Deutsch		English	
	Beschreibung	Erläuterung	Description	Explanation
		<p>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>Messentgelt: -</p> <p>Berechnung Messstellenbetriebsentgelt: -</p> <p>Berechnung Nominierungsersatzverfahren: -</p>		<p>amount of 403,738,196 (kWh/h)/a. Hence, the market area conversion charge is 0.2587 €/kWh/h/a.</p> <p>Metering charge: -</p> <p>Metering operation charge: -</p> <p>Nomination replacement charge: -</p>
Art. 30 (2) a)	Informationen zu Änderungen der Fernleitungsentgelten	<p>Im Vergleich zur Vorperiode 2017 liegen die Transportentgelte der OPAL Gastransport in 2018 deutlich höher. Dies hängt insbesondere mit der Abschlägen auf die zulässigen Erlöse zusammen, die sich aus Mehrerlösen aus den Jahren 2011-2013 ergaben, welche über die Jahre 2015-2017 berücksichtigt wurden.</p> <p>Für die Entgeltperiode 2019 geht OPAL Gas-transport derzeit von einer leichten Steigerung der Entgelte gegenüber dem Jahr 2018 aus, was im Wesentlichen mit einer Steigerung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zusammenhängt.</p> <p>Auch für die restlichen Jahre der Regulierungsperiode geht OPAL Gastransport von einer leichten Steigerung aus.</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>Compared to the prior period 2017 the tariffs of OPAL Gastransport are notable higher in 2018. The reason for this is a reduction of the tariff in 2017 resulting from additional revenues in 2011-2013 which were considered in the tariffs 2015-2017.</p> <p>For the tariff period 2019 OPAL Gastransport expects a slight increase of the tariff compared to the year 2018 what basically comes from an increase of the durable not influenceable costs.</p> <p>Also for the remaining years of the regulatory period OPAL Gastransport currently assumes that the allowed revenues will slightly increase.</p> <p>It is currently impossible to make a valid estimation about what reference price method will be applicable for tariff calculation in the years 2020 ff. Correspondingly, no prognostic statements can be made regarding tariff development in the years 2020-2022.</p> <p>In this matter we therefore 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 Federal Network Agency.</p>
Art. 30 (2) b)	Vereinfachtes Entgeltmodell zur Berechnung der in der laufenden Entgeltperiode anwendbaren Fernleitungsentgelte und zur Abschätzung ihrer möglichen Entwicklung nach dieser Entgeltperiode.	Siehe vereinfachtes Entgeltmodell	Simplified tariff model to calculate the transmission tariffs applicable for the prevailing tariff period and to estimate their possible evolution beyond such tariff period.	See simplified tariff model