

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.)	Siehe Preisblatt oder https://www.opal-gastransport.de/netzinformationen/regulierte-netzentgelte/ Zur Begründung für die Höhe der Multiplikatoren verweist OPAL Gastransport GmbH & Co. KG auf den Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-21/612 (Festlegung MARGIT 2023).	Information for standard capacity products for firm capacity (reserve prices, multipliers, seasonal factors, etc.)	See price sheet or https://www.opal-gastransport.de/en/our-network/regulated-tariff/ For the justification of the level of multipliers, OPAL Gastransport GmbH & Co. KG refers to BNetzA Decision BK9-21/612 (MARGIT 2023).
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 Anlage I ihres Beschlusses BK9-21/612 (Festlegung MARGIT 2023) die Höhe des an den Kopplungspunkten anzuwendenden Abschlags für unterbrechbare Kapazität festgelegt. Die Methodik zur Berechnung dieser Abschläge wird in Abschnitt 6 der Festlegung beschrieben.	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/ BNetzA determined the discounts for interruptible capacity at interconnection points in its decision BK9-21-612 (MARGIT 2023) Annex I. The methodology to calculate these discounts is described in chapter 6 of the decision.

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 Auspreisentgeltzonen) 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 GmbH & Co. KG im Jahr 2022 betragen: 4.478.055 € €	Information on the allowed and/or target revenue.	The allowed revenues of OPAL Gastransport GmbH & Co. KG in 2022 are: 4,478,055 €
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 reguliertem Anlagevermögens und ihr Gesamtwert, Kapitalkosten, Investitionsausgaben, operative Ausgaben, Anreizmechanismen und Effizienzziele, Inflationsindizes.	Gesamtwert des regulierten Anlagevermögens im Kostenbasisjahr 2015: 53.922.740 € Typen des regulierten Anlagevermögens (vgl. Anlage 1 der GasNEV): I. Allgemeine Anlagen II. Gasbehälter III. Erdgasverdichteranlagen IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen VI. Fernwirkanlagen	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 III. Compressor stations IV. Pipelines/ House connection pipelines V. Measuring, control and metering installations VI. Remote control installations

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.

		<p>Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2015: 1.435.983 € 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 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>Operative Ausgaben des Kostenbasisjahres 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 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.</p> <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>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>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>OPEX of cost base year 2015: 2,014,596 €</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> <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>
--	--	---	--	---

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.

		<p>Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für die dritte Regulierungsperiode wurde auf 0,49% festgelegt.</p> <p>Der individuelle Effizienzwert der OPAL Gastransport GmbH & Co. KG beträgt 100%.</p>		<p>The general sector productivity factor for the third regulatory period is not determined yet 0.49%.</p> <p>The individual efficiency score of OPAL Gastransport GmbH & Co. KG is 100 %.</p>
		<p>Der zur Bestimmung der zulässigen Erlöse 2022 verwendete Inflationsindex (t-2) beträgt: VPI 2020 = 105,8</p>		<p>The inflation index used to determine the allowed revenues 2022 is (t-2): VPI 2020 = 105.8</p>
Art. 30 (1) b) iv,v)	<p>Informationen zu den zulässigen Erlösen aus Fernleitungsentgelten inklusive Kennzahlen zu Kapazitäts-/Arbeitsaufteilung, Entry-Exit-Split und Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung</p>	<p>Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2022: 4.478.055 €</p> <p>Die Erlöse aus Fernleitungsentgelten erhöhen sich zudem um eine Summe für Ausgleichszahlungen gem. der Festlegung BK9-19/607 der Bundesnetzagentur, welche im Rahmen der Anwendung eines einheitlichen Briefmarkenentgeltes im Marktgebiet erlassen worden ist. Die Summe der von OPAL Gastransport GmbH & Co. KG an andere Fernleitungsnetzbetreiber zu zahlenden Ausgleichsbeträge beträgt für 2022 8.385.565 €.</p>	<p>Information on the transmission services revenue including capacity-commodity split, entry-exit split and intra-system/cross-system split.</p>	<p>Allowed revenues for Transmission services 2022: 4,478,055 €</p> <p>In addition, the transmission service revenues are increased by an amount associated with the inter-TSO compensation mechanism based on the decision BK9-19/607 of the BNetzA. The total sum referred to OPAL Gastransport GmbH & Co. KGs compensatory payments towards other TSOs in 2022 amounts to 8,385,565 €.</p>
		<p>Kapazitäts-/ Arbeitsaufteilung: 100% Kapazitätsentgelte</p>		<p>Capacity-commodity split: 100% capacity-based transmission tariffs</p>
		<p>Entry-Exit-Split im Marktgebiet Trading Hub Europe: 34,4 % Einspeisung 65,6 % Ausspeisung</p>		<p>Entry-exit-split in market area Trading Hub Europe: 34.4 % Entry 65.6 % Exit</p>
		<p>Aufteilung nach systeminterner/ systemübergreifender Nutzung im Marktgebiet Trading Hub Europe: 73,9 % Systeminterne Nutzung 26,1 % Systemübergreifende Nutzung.</p> <p>Im Zusammenhang mit der Konsultation nach Art. 26 NC TAR wurde der Kostenzuweisungstest von der Bundesnetzagentur (BNetzA) durchgeführt. Die Ergebnisse einschließlich einer Bewertung wurden im Wege der Festlegungsverfahren REGENT 2021 für das Marktgebiet Trading Hub Europe (BK9-19/610) auf den Internetseiten der BNetzA veröffentlicht.</p>		<p>Cross-border-domestic split in entry-exit system Trading Hub Europe: 73.9 % domestic usage 26.1 % cross-border usage.</p> <p>In conjunction with Art. 26 NC TAR consultation, the cost allocation test was carried out by the Bundesnetzagentur (BNetzA). The results, including an assessment, are published on the BNetzA website via REGENT 2021 Trading Hub Europe (BK9-19/610) entry-exit system.</p>
Art. 30 (1) b) vi)	<p>Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode</p>	<p>Tatsächliche regulierte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2020: -11.840.650 €</p> <p>Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2020: -5.659.001 €</p> <p>Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2020 wird im Jahr 2021 festgestellt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über die folgenden 3 Kalenderjahre ausgeglichen.</p> <p>Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.</p>	<p>Information related to the previous tariff period regarding the reconciliation of the regulatory account.</p>	<p>Actual regulated revenues from transmission and non-transmission services 2020: -11,840,650 €</p> <p>Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2020: -5,659,001 €</p> <p>The reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2020 is determined in the year 2021 and will be reconciled in equal instalments – including interest payments – over the subsequent 3 calendar years.</p> <p>Incentive mechanisms specifically for the regulatory account do not exist in the German regulatory system.</p>

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.

Art. 30 (1) b) vii)	Information zur beabsichtigte Nutzung des Auktionsaufschlags	Auktionserlöse werden auf dem Regulierungskonto nach §5 ARegV verbucht. Dieses Vorgehen entfaltet somit eine entgeltmindernde Wirkung in den Jahren, in denen das Regulierungskonto ausgeglichen wird.	Information on the intended use of the auction premium.	Auction revenues are booked on the regulatory account in accordance with Article 5 ARegV. This transaction thus develops a tariff-reducing effect in the years in which the regulatory account is reconciled.
Art. 30 (1) c)	Informationen zu Fernleitungs- und Systemdienstleistungsentgelten und ihrer Berechnung	Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Festlegung REGENT 2021 die Anwendung einer Briefmarke im Marktgebiet Trading Hub Europe bestimmt. Hiernach sind die Erlöse aus Fernleitungsentgelten durch die für das Kalenderjahr prognostizierten Kapazitäten der Ein- und Ausspeisepunkte zu dividieren.	Information on transmission and non-transmission tariffs accompanied by the relevant information related to their derivation.	As part of the REGENT 2021 decision, Bundesnetzagentur has decided the application of the reference price methodology postage stamp in the entry-exit system Trading Hub Europe. According to this, the transmission service revenues are to be divided by the forecasted contracted capacities of the entry and exit points of the calendar year.
		<p><u>Berechnung Biogasumlage</u></p> <p>Nach Tenorziffer 6 der Festlegung REGENT 2021 ist die Biogasumlage nach § 20b GasNEV als Systemdienstleistung eingeordnet. Die Berechnung der Biogasumlage ist ebenfalls dort und in § 7 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 31.03.2021 beschrieben. Hiernach werden die bundesweiten Biogas-Gesamtkosten des Jahres 2022 in Höhe von 180.334.018 € 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 2022 in Höhe von 314.156.578 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Biogasumlage in Höhe von 0,5740 €/kWh/h/a.</p>		<p><u>Derivation of Biogas charge</u></p> <p>In accordance with number 6 BNetzA decision REGENT 2021, the Biogas charge according to section 20b GasNEV is classified as non-transmission service. The derivation of Biogas charge is also described there and in section 7 of the Cooperation Agreement between the Operators of Gas Supply Networks in Germany as of 31 March 2021. According to this, all biogas-costs of 2022 in Germany in the amount of 180,334,018 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points to DSO and end consumers (without consideration of multipliers or seasonal factors) of 2022 in the amount of 314,156,578 (kWh/h)/a. Hence, the biogas charge is 0.5740 €/kWh/h/a.</p>
		<p><u>Berechnung Marktraumumstellungsumlage</u></p> <p>Nach Tenorziffer 5 der Festlegung REGENT 2021 ist die Marktraumumstellungsumlage nach § 19a Abs. 1 EnWG als Systemdienstleistung eingeordnet. Die Berechnung der Marktraumumstellungsumlage ist ebenso dort und in § 10 der Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen vom 31.03.2021 beschrieben. Hiernach werden die bundesweiten Umstellungskosten des Jahres 2022 in Höhe von 230.419.224 € 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 2022 in Höhe von 314.156.578 (kWh/h)/a geteilt. Hieraus ergibt sich eine Marktraumumstellungsumlage in Höhe von 0,7335 €/kWh/h/a.</p>		<p><u>Derivation of Market area conversion charge</u></p> <p>In accordance with number 5 BNetzA decision REGENT 2021 the Market area conversion charge according to section 19a (1) Energy Industry Act is classified as non-transmission service. The derivation of Market area conversion charge is also described there and in section 10 of the Cooperation Agreement between the Operators of Gas Supply Networks in Germany as of 31 March 2021. According to this, all market conversion costs of 2022 in the amount of 230,419,224 € are divided by all forecasted contracted capacity for TSO exit points to DSO and end consumers (without consideration of multipliers or seasonal factors) of 2022 in the amount of 314,156,578 (kWh/h)/a. Hence, the market area conversion charge is 0.7335 €/kWh/h/a.</p>

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.

		Berechnung Messentgelt: -		Derivation Metering charge: -
		Berechnung Messstellenbetriebsentgelt: -		Derivation Metering operation charge: -
		Berechnung Nominierungsersatzverfahren: -		Derivation Nomination replacement procedure charge: -
Art. 30 (2) a)	Informationen zu Änderungen der Fernleitungsentgelten	<p>Die Briefmarke des Marktgebiets Trading Hub Europe senkt sich im Jahr 2022 im Vergleich zum im Q4 des Jahres 2021 um 29 ct./((kWh/h)/a). Diese Änderung basiert auf regelmäßigen Entgeltanpassungen unter Berücksichtigung von Veränderungen der Eingangsparameter Erlösobergrenzen und Kapazitätsprognosen der beteiligten Fernleitungsnetzbetreiber. Im Vergleich zum Briefmarkenentgelt Q4 2021 sorgen in Summe leicht gestiegene Kapazitätsprognosen verbunden mit in Summe gesunkenen Erlösobergrenzen zu einer Reduzierung des Briefmarkenentgeltes im Jahr 2022.</p> <p>Die Bundesnetzagentur hat auf Grundlage der von den FNB gelieferten Daten die Entwicklung der Entgelte prognostiziert und in der Anlage 5 der Festlegung REGENT 2021 veröffentlicht. Hiernach wäre mit einem Anstieg der Entgelte im Jahr 2023 zu rechnen. Nähere Informationen dazu finden sich auf der Internetseite der Bundesnetzagentur.</p>	Information on transmission tariff changes and trends.	<p>The postage stamp of the entry-exit system Trading Hub Europe will decrease in 2022 by 29 ct./((kWh/h)/a) compared to Q4 of 2021. This change is based on regular fee adjustments taking into account changes of the input parameters allowed revenues and forecasts of contracted capacity of the transmission system operators involved. Compared to the postage stamp tariff Q4 2021, slightly higher capacity forecasts combined with lower revenue caps lead to a reduction of the postage stamp tariff in 2022.</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 5 of REGENT 2021. According to this, a slight increase of the tariff in 2023 would be expected. Further information can be found on the website of the Bundesnetzagentur.</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.	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.	Simplified tariff model