

	Veröffentlichung nach Art. 29 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)		Publication according to Art. 29 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)																					
NC TAR	Beschreibung	Information/Link	Description	Information/Link																				
Art. 29 (a)	Informationen zu festen Standardprodukten (Reservepreise, Multiplikatoren, Saisonale Faktoren, etc.)	<p>Preisblatt 2026 Zur Begründung für die Höhe der Multiplikatoren verweist der FNB auf den Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-24/612 (Festlegung „MARGIT 2026“).</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 1-27 Tage)</td> <td>1,4</td> </tr> <tr> <td>Monatsprodukt (Laufzeit 28-89 Tage)</td> <td>1,25</td> </tr> <tr> <td>Quartalsprodukt (Laufzeit 90-364 Tage)</td> <td>1,1</td> </tr> </tbody> </table> <p>(gültig ab 01.01.2026 bis zum 31.12.2026)</p>	Produkt	Multiplikator	Untertägiges Produkt	2,0	Tagesprodukt (Laufzeit 1-27 Tage)	1,4	Monatsprodukt (Laufzeit 28-89 Tage)	1,25	Quartalsprodukt (Laufzeit 90-364 Tage)	1,1	<p>Information for standard capacity products for firm capacity (reserve prices, multipliers, seasonal factors, etc.)</p>	<p>Price Sheet 2026 To justify the level of the multipliers, NaTran Deutschland refers the TSO to the decision of the Federal Network Agency's (German: Bundesnetzagentur [BNetzA]) decision BK9-24/612 Applicable multipliers for short-term products according to MARGIT 2026 decision:</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: 1-27 days)</td> <td>1.4</td> </tr> <tr> <td>Monthly product (runtime: 28-89 days)</td> <td>1.25</td> </tr> <tr> <td>Quarterly product (runtime: 90-364 days)</td> <td>1.1</td> </tr> </tbody> </table> <p>(valid from 01.01.2026 until 31.12.2026)</p>	Product	Multiplier	Within-Day product	2.0	Daily product (runtime: 1-27 days)	1.4	Monthly product (runtime: 28-89 days)	1.25	Quarterly product (runtime: 90-364 days)	1.1
Produkt	Multiplikator																							
Untertägiges Produkt	2,0																							
Tagesprodukt (Laufzeit 1-27 Tage)	1,4																							
Monatsprodukt (Laufzeit 28-89 Tage)	1,25																							
Quartalsprodukt (Laufzeit 90-364 Tage)	1,1																							
Product	Multiplier																							
Within-Day product	2.0																							
Daily product (runtime: 1-27 days)	1.4																							
Monthly product (runtime: 28-89 days)	1.25																							
Quarterly product (runtime: 90-364 days)	1.1																							
Art. 29 (b)	Informationen zu unterbrechbaren Standardprodukten (Reservepreise und eine Bewertung der Wahrscheinlichkeit einer Unterbrechung)	<p>Preisblatt 2026 Die Bundesnetzagentur hat in Anlage I ihres Beschlussentwurf BK9-24/612 (Festlegung „MARGIT 2026“). die Höhe des an den Kopplungspunkten anzuwendenden Abschlags für unterbrechbare Kapazität bis zum 01.01.2023 festgelegt. Die Daten zur Berechnung der Abschläge wurden im Rahmen der Konsultation der Festlegung MARGIT veröffentlicht.</p> <p>Nach Beschluss BK9-24/608 beträgt der Sicherheitsaufschlag S=10%. Mit ihrem Beschluss BK9-24/608 (Festlegung „BEATE 2.1“) hat die Bundesnetzagentur den Sicherheitsaufschlag an anderen als Kopplungspunkten im H-Gas-Netz ab dem 01.10.2021 bis dem 31.12.2025 auf S=20% gesetzt. Dieser entspricht damit dem Sicherheitsaufschlag für Kopplungs-punkte im H-Gas-Netz laut Beschluss BK9-24/608 MARGIT 2026.</p>	<p>Information for standard capacity products for interruptible capacity (reserve prices and an assessment of the probability of interruption)</p>	<p>Price Sheet 2026 The BNetzA determined the discounts for interruptible capacity at interconnection points in its decision BK9-24/612 (Decision MARGIT 2026) Annex I. The methodology to calculate these discounts is described in chapter 6 of the decision MARGIT.</p> <p>According to decision BK9-24/608, the safety margin is S=10%. In its decision BK9-24/608 (Decision "BEATE 2.1"), only available in German), BNetzA has set a temporarily safety margin at other than interconnection points in the H-gas network at S=20% from 01.10.2021 to 31.12.2025. This corresponds to the safety margin for interconnection points in the H-gas network according to decision BK9-24/608 (MARGIT 2026)</p>																				

	Veröffentlichung nach Art. 30 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)		Publication according to Art. 30 Regulation (EU) 2017/460 (NC Tariffs)	
NC TAR	Beschreibung	Information/Link	Description	Information/Link
Art. 30 (1)(a)	Informationen zu den in der angewandten Referenzpreismethode verwendeten Parametern	Alle genutzten Eingangsparameter (insb. Kapazitätsprognosen) sind im vereinfachtem Entgeltdmodell 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	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.	technical capacity at entry and exit points and associated points	This parameter is not used in the postage stamp reference price methodology. Consequently, the publication is neither possible nor necessary.
Art. 30 (1)(a)ii)	Die prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten und die damit verbundenen Annahmen	Prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Einspeisepunkten im Trading Hub Europe-Marktgebiet: 127.882.372 kWh/h Prognostizierte kontrahierte Kapazität an den Ausspeisepunkten im Trading Hub Europe-Marktgebiet: 316.144.750 kWh/h Zugrundeliegendes Kapazitätsgerüst Die Ermittlung der Netzentgelte erfolgt unter Anwendung einer Prognose der im Kalenderjahr 2026 gebuchten Kapazitäten unter Anwendung der folgenden Methode. Hierbei wurden die folgenden Gruppen von Übergabepunkten unterschieden: A) Grenzübergangspunkte sowie Speicher- und Netzanschlusspunkte:	forecasted contracted capacity at entry and exit points and associated points	Forecasted booked capacities at entry points in the market area of Trading Hub Europe: 127,882,372 kWh/h Forecasted booked capacities at exit points in the market area of Trading Hub Europe: 316,144,750 kWh/h Underlying capacity structure Network fees are calculated on the basis of a forecast of the capacities booked in calendar year 2026 using the method described below, with a distinction being made between the following groups of handover points: A) Border interconnection points as well as storage and network connection points: The precise forecast of the booking quantities for each point and direction (including the distribution to the different capacity products and contract periods) was based on various input parameters (e.g. transport

		<p>Die punkt- und richtungsscharfe Prognose der Höhe der Transportbuchungen (inkl. der Verteilung auf die unterschiedlichen Kapazitätsprodukte und Vertragslaufzeiten) erfolgte auf Basis verschiedener Eingangsparameter (u. a. Transportbuchungen und Allokationen der letzten drei Jahre) mit Hilfe von Zeitreihenanalysen.</p> <p>Virtual Interconnection Points (VIP) Die Ermittlung der Kapazitätsprognose erfolgt nach den Regeln des Art. 22 NC TAR.</p>		<p>bookings and allocations over the last three years) using time series analyses.</p> <p>Virtual Interconnection Points (VIP) The determination of the capacity forecast is based on the rules of Art. 22 NC TAR.</p>
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	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.	the quantity and the direction of the gas flow for entry and exit points and associated assumptions, such as demand and supply scenarios for the gas flow under peak conditions	This parameter is not used in the postage stamp reference price methodology. Consequently, the publication is neither possible nor necessary.
Art. 30 (1)(a)iv)	Eine ausreichend detaillierte Darstellung der Fernleitungsnetzstruktur	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.	The structural representation of the transmission network with an appropriate level of details	This parameter is not used in the postage stamp reference price methodology. Consequently, the publication is neither possible nor necessary.
Art. 30 (1)(a)v)	Zusätzliche technische Informationen zum Fernleitungsnetz wie Länge und Durchmesser der Pipelines und Leistung der Verdichterstationen	Diese Angabe ist für das Briefmarkenmodell ohne Relevanz, da es sich hierbei um keinen Eingangsparameter für die Referenzpreismethode handelt.	Additional technical information about the transmission network, such as the length and the diameter of pipelines and the power of compressor stations	This parameter is not used in the postage stamp reference price methodology. Consequently, the publication is neither possible nor necessary.

Art. 30 (1)(b)(i)	Informationen zu den zulässigen Erlösen	Die zulässigen Erlöse von NaTran Deutschland für 2026 betragen: 100.531.898 € im Marktgebiet Trading Hub Europe	Information on the allowed and/or target revenue	The allowed revenues of NaTran Deutschland for the year 2026 are: 100,531,898 €
Art. 30 (1)(b)(ii)	Informationen zu den Änderungen der zulässigen Erlöse	<p>Prognostizierte Erlösobergrenze 2025 zum Zeitpunkt der Entgeltbildung (24.05.2024): 110.415.918 € im Marktgebiet Trading Hub Europe</p> <p>Prognostizierte Erlösobergrenze 2026 zum Zeitpunkt der Entgeltbildung (02.06.2025): 100.531.898 € im Marktgebiet Trading Hub Europe</p> <p>Änderung: -9.884.020 € im Marktgebiet Trading Hub Europe</p>	Information related to changes in the revenue	<p>Revenue cap forecast 2025 as included in tariffs (24.05.2024): 110,415,918 € in Trading Hub Europe market area</p> <p>Revenue cap forecast 2026 as included in tariffs (02.06.2025): 100,531,898 € in Trading Hub Europe market area</p> <p>Change: -9,884,020 € in Trading Hub Europe market area</p>
Art. 30 (1) b) iii) (1)	Informationen zu den folgenden Parametern: Typen des regulierten Anlagevermögens und ihr Gesamtwert	<p>Gesamtwert des regulierten Anlagevermögens im Kostenbasisjahr 2020: 349.999.999 €</p> <p>I. Allgemeine Anlagen Kostenbasisjahr 2020: 30.302.912 €</p> <p>II. Gasbehälter Kostenbasisjahr 2020: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen Kostenbasisjahr 2020: 85.583.818 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen Kostenbasisjahr 2020: 220.159.360 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen Kostenbasisjahr 2020: 8.953.820 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen Kostenbasisjahr 2020: 658.859 €</p> <p>Entspricht dem kalkulatorischen Anlagevermögen des Ausgangsniveaus für die 4. Regulierungsperiode (Basisjahr 2020); enthält nicht die Werte des Anlagevermögens für Investitionsmaßnahmen (§ 23 ARegV), welche</p>	Information related the following parameters: types of assets	<p>Regulated asset base of cost base year 2020: 349,999,999 €</p> <p>Types of regulated assets (see Annex 1 of GasNEV):</p> <p>I. General installations amount in cost base year 2020: 30,302,912 €</p> <p>II. Gas container amount in cost base year 2020: 0 €</p> <p>III. Compressor stations amount in cost base year 2020: 85,583,818 €</p> <p>IV. Pipelines/ House connection pipelines amount in cost base year 2020: 220,159,360 €</p> <p>V. Measuring, control and metering installations amount in cost base year 2020: 8,953,820 €</p> <p>VI. Remote control installations amount in cost base year 2020: 658,859 €</p> <p>Regulated asset base in cost base for the fourth regulatory period (base year 2020); does not include assets for investment measures according to § 23</p>

		<p>über das Jahr 2022 hinaus genehmigt sind. Ebenso wird das Anlagevermögen aus dem Kapitalkostenabgleich nach §10a ARegV nicht berücksichtigt.</p> <p>Inkl. Anteilen an Leitungsgesellschaften und gepachteten Leitungen.</p>		<p>Ordinance on Incentive Regulation (ARegV), which are approved for a period after 2022. Similarly, the effects of the capital cost reconciliation according to §10a ARegV on the regulated asset base are not taken into account.</p> <p>Incl. share of pipeline companies and leased pipelines.</p>
Art. 30 (1) b) iii) (2)	Kapitalkosten und Methode zu ihrer Berechnung	<p>Kapitalkosten des Kostenbasisjahres 2020: 26.006.855 € im Marktgebiet Trading Hub Europe</p> <p>Die Methode zur Berechnung der Kapitalkosten ist in §§ 6-8 GasNEV festgelegt.</p> <p>Kapitalkosten inkl. Anteile an Leitungsgesellschaften und gepachteter Leitungen.</p>	costs of capital and its calculation methodology	<p>Cost of capital of the cost base year 2020: 26,006,855 € in Trading Hub Europe market area</p> <p>Cost of capital is calculated according to § 6-8 Ordinance on Gas Network Tariffs (GasNEV) for the base year 2020.</p> <p>Cost of capital includes the share of pipeline companies and leased pipelines.</p>
Art. 30 (1) b) iii) (3)	<p>a. Methoden zur Bestimmung des Anschaffungswerts der Vermögensgegenstände</p> <p>b. Methoden zur Neubewertung der Vermögensgegenstände</p> <p>c. Erläuterungen zur Entwicklung des Vermögenswertes</p> <p>d. Abschreibungszeiträume und -beträge für jede Art von Vermögen</p>	<p>Die Investitionsausgaben bestimmen sich nach den Anschaffungs- und Herstellungskosten des Anlagegutes.</p> <p>a) Anschaffungswerte der Vermögensgegenstände werden auf Grundlage der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten gem. deutschem Handelsrecht (HGB) bestimmt.</p> <p>b) Nach GasNEV findet grundsätzlich keine Neubewertung der Vermögensgegenstände statt, die ab 2006 investiert wurden. Für Investitionen, welche vor 2006 getätigten wurden, werden gemäß der in § 6a GasNEV festgelegten Indexreihen anteilig Tagesneuwerthe ermittelt.</p> <p>c) Die Anlagegüter werden nach § 6 Abs. 5 GasNEV linear abgeschrieben. Die</p>	<p>a) methodologies to determine the initial value of assets</p> <p>b) methodologies to re-evaluate the assets</p> <p>c) explanations of the evolution of the value of the assets</p> <p>d) depreciation periods and amounts per asset type</p>	<p>a. The capital expenditures are determined on the basis of the historical procurement and manufacturing costs of the asset as evaluated according to German Accounting Principles (HGB).</p> <p>b. According to GasNEV, there is no re-evaluation of assets foreseen that are capitalized from 2006 onwards. Older Investments are partially considered at replacement values according to § 6a GasNEV.</p> <p>c. There is a linear depreciation of the regulated asset base laid out in § 6 GasNEV</p> <p>d. Depreciation period and values for asset types for existing assets valued in base year 2020:</p> <p>Trading Hub Europe market area</p> <p>I. General assets: 3-70 years (no depreciation for land); 2,065,675 €</p> <p>II. Gas container: 45-55 years; 0 €</p>

		<p>Abschreibungsdauer ist in Anlage 1 GasNEV vorgegeben.</p> <p>d) Abschreibungszeiträume und -beträge für Anlagetypen:</p> <p>Marktgebiet Trading Hub Europe</p> <p>I. Allgemeine Anlagen: 3-70 Jahre (keine Abschreibung für Grundstücke), Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 2.065.675 €</p> <p>II. Gasbehälter: 45-55 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 0 €</p> <p>III. Erdgasverdichteranlagen: 20-60 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 12.330.881 €</p> <p>IV. Rohrleitungen/ Hausanschlussleitungen: 30-65 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 2.606.395 €</p> <p>V. Mess-, Regel- und Zähleranlagen: 8-60 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 560.704 €</p> <p>VI. Fernwirkanlagen: 15-20 Jahre, Betrag im Kostenbasisjahr 2020: 83.483 €</p> <p>Summe: 17.647.137 €</p> <p>Entspricht den im Ausgangsniveau für die 4. Regulierungsperiode (Basisjahr 2020) enthaltenen Abschreibungen.</p> <p>Inkl. Anteilen an Leitungsgesellschaften und gepachteten Leitungen.</p>		<p>III. Compressor stations: 20-60 years; 12,330,881 €</p> <p>IV. Pipelines: 30-65 years; 2,606,395 €</p> <p>V. M+R stations: 8-60 years; 560,704 €</p> <p>VI. Remote control systems: 15-20 years; 83,483 €</p> <p>Sum: 17,647,137 €</p> <p>Depreciation included in the cost base for the fourth regulatory period (base year 2020).</p> <p>Incl. share of pipeline companies and leased pipelines.</p>
--	--	--	--	---

Art. 30 (1) b) iii) (4)	Betriebskosten	48.311.308 € im Kostenbasisjahr 2020 im Marktgebiet Trading Hub Europe	operational expenditures	48,311,308 € in Trading Hub Europe market area
Art. 30 (1) b) iii) (5)	Anreizmechanismen und Effizienzziele	<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>Ebenfalls berechnet die Regulierungsbehörde einen generellen sektoralen Produktivitätsfaktor, der für alle Fernleitungsnetzbetreiber einheitlich zur Anwendung kommt.</p> <p>Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor für die vierte Regulierungsperiode wurde auf 0,87% (Aktenzeichen BK4-22-085) festgelegt.</p> <p>Der individuelle Effizienzwert von NaTran Deutschland beträgt 100%.</p>	<p>incentive mechanisms and efficiency targets</p>	<p>German transmission system operators are subject to the incentive regulation system.</p> <p>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 fourth regulatory period is 0.87% (BK4-22-085).</p> <p>The individual efficiency score of NaTran Deutschland is 100%.</p>

Art. 30 (1) b) iii) (6)	Inflationsindizes	Der zur Bestimmung der zulässigen Erlöse 2026 verwendete Inflationsindex (t-2) beträgt: VPI 2024: 119,3 (+2,2 ggü. Vorjahr) https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen_VerbraucherpreiseKategorien.html?cms_gtp=145110_slot%253D2	Inflation indices	119.3 (+2.2 vs. prior year) (CPI of 2024, § 8 ARegV) https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Preise/Verbraucherpreisindizes/Tabellen_VerbraucherpreiseKategorien.html?cms_gtp=145110_slot%253D2
Art. 30 (1) b) iv)	die Erlöse aus Fernleitungsdienstleistungen	Zulässige Erlöse aus Fernleitungsentgelten 2026 betragen NaTran Deutschland: 100.531.898 €	the transmission services revenue	The forecasted revenue from transmission services in 2026 amounts to 100,531,898 €
Art. 30 (1) b) v)	Die folgenden Kennzahlen für die Erlöse gemäß Ziffer iv: (1) Kapazitäts-/Arbeits-Aufteilung, d.h. Aufschlüsselung der Erlöse nach Kapazitäts- und Arbeitsentgelten (2) Entry-Exit-Split, d.h. Aufschlüsselung der Erlöse nach kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelten an allen Einspeisepunkten und kapazitätsbasierten Fernleitungsentgelten an allen Ausspeisepunkten	(1) NaTran Deutschland bietet ausschließlich Leistungsentgelte an. Insoweit beträgt der Anteil der Leistungsentgelte 100%. (2) Entry-Exit-Split: Marktgebiet Trading Hub Europe: 28,8 % Einspeisung 71,2 % Ausspeisung (3) Aufteilung nach systeminterner/systemübergreifender Nutzung: Marktgebiet Trading Hub Europe: 92,04 % Systeminterne Nutzung (2.885.192.976 €) 7,96 % Systemübergreifende Nutzung (249.638.506 €) Im Zusammenhang mit der Konsultation nach Art. 26 NC TAR wurde der Kostenzuweisungstest	the following ratios for the revenue referred to in point: (1) capacity commodity split (2) entry-exit split (3) cross-border-domestic split	(1) NaTran Deutschland offers capacity-based tariffs only. Consequently, the share of capacity-based tariffs is 100%. (2) Entry-Exit-Split Market area Trading Hub Europe 28.8% Entry 71.2 % Exit (3) Cross-border-domestic split in entry-exit system: Market area Trading Hub Europe: 92.04 % domestic usage (2,885,192,976 €) 7.96 % cross-border usage (249,638,506 €). In conjunction with Art. 26 NC TAR consultation, the cost allocation test was carried out by the BNetzA. The test results, including an assessment, are published on the website of the Federal Network Agency via REGENT for

	<p>(2) Aufteilung nach systeminterner/syste mübergreifender Nutzung d.h. Aufschlüsselung der gemäß Artikel 5 berechneten Erlöse an Ein- und Ausspeispunkten nach Erlösen für die systeminterne Netznutzung und Erlösen für die systemübergreifende Netznutzung.</p> <p>(3)</p>	<p>von der Bundesnetzagentur (BNetzA) durchgeführt. Die Ergebnisse einschließlich einer Bewertung wurden im Wege der Festlegungsverfahren REGENT für das Marktgebiet Trading Hub Europe (BK9-23/610) auf den Internetseiten der BNetzA veröffentlicht.</p>		<p>the market area Trading Hub Europe (BK9-23/610) entry-exit system.</p>
Art. 30 (1)(b)(vi)	<p>sofern und soweit der Fernleitungsnetzbetrieb er in einem Regulierungssystem ohne Preisobergrenze tätig ist, die folgenden Informationen zum Ausgleich des Regulierungskontos in der vergangenen Entgeltperiode:</p> <p>(1) die tatsächlich erzielten Erlöse, die Unter- oder Überdeckung der zulässigen Erlöse und der dem Regulierungskonto sowie etwaigen</p>	<p>(1) Tatsächliche erzielte Erlöse aus Fernleitungs- und Systemdienstleistungen 2024: 90.433.913 €</p> <p>Fernleitungsdiestleistungen: 90.433.913 €</p> <p>Systemdienstleistungen: 0 €</p> <p>Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2024: 6.246.995 € (Mehrerlös)</p> <p>Unterdeckung des Regulierungskontos zum 31.12.2024: 24.131.061 € (Mehrerlös)</p> <p>(2) Der Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2024 wird zum 31.12.2025 festgestellt, beantragt und in gleichmäßigen Raten – inklusive Verzinsung – über drei Kalenderjahre ausgeglichen. Die Verteilung beginnt jeweils im übernächsten Jahr nach Antragsstellung</p>	<p>Information related to the previous tariff period regarding the reconciliation of the regulatory account.</p>	<p>1) Actual regulated revenues obtained of 2024: 90,433,913 €</p> <ul style="list-style-type: none"> - thereof transmission service: 90,433,913 € - thereof non-transmission service: 0 € <p>Aggregated balance of the regulatory account of the closed financial year 2024: 6,246,995 € (excess revenues)</p> <p>Total balance of the regulatory account until 31.12.2024: 24,131,061 € (excess revenues)</p> <p>2) Reconciliation of the regulatory account for the concluded business year 2024 will be determined as of 31.12.2025 and it will be reconciled in equal instalments – including interest payments – over the three calendar years. The reconciliation begins the year after next after the application was submitted.</p> <p>Incentive mechanisms specifically for the regulatory account do not exist in the German regulatory system.</p>

	Unterkonten dieses Regulierungskontos zugewiesene Anteil (2) der Ausgleichszeitraum und die angewandten Anreizmechanismen	Regulierungskonto-spezifische Anreizmechanismen bestehen im deutschen Regulierungssystem nicht.		
Art. 30 (1)(b)(vii)	Information zur beabsichtigte Nutzung des Auktionsaufschlags	<p>Auktionsmehrerlöse werden auf dem Regulierungskonto nach §5 ARegV verbucht. Dieses Vorgehen entfaltet somit eine entgeltmindernde Wirkung in den Jahren, in denen das Regulierungskonto ausgeglichen wird.</p> <p>Entsprechend den Ausführungen der BNetzA im Hinweispapier für Fernleitungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung von Entgelten gemäß Art. 29, 31 und 32 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 („NC TAR“) zum 06.06.2025 werden davon abweichend die bereits erzielten Auktionsaufschläge für das Jahr 2026 entgeltmindernd angesetzt, die auf Grundlage einer bestmöglichen Schätzung etwa aufgrund von gesicherten Erkenntnissen z.B. aus vorangegangenen Jahresauktionen prognostiziert werden können.</p>	Information on the intended use of the auction premium.	<p>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.</p> <p>In accordance with the explanations of the BNetzA in the information paper for transmission system operators on the publication of tariffs in accordance with Art. 29, 31 and 32 of Regulation (EU) No. 2017/460 ("NC TAR") as of 06.06.2025 the auction premium already achieved for the year 2026 that can be forecast on the basis of a best possible estimate, e.g. on the basis of reliable knowledge from previous annual auctions, can be used to reduce the tariff.</p>
Art. 30 (1) c)	Die folgenden Informationen zu Fernleitungs- und Systemdienstleistungsentgelten zusammen mit den einschlägigen Informationen zu ihrer Berechnung	Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Festlegung REGENT 2026 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 2026 decision, the Federal Network Agency 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.

Art. 30 (1) c) i)	soweit angewandt, Arbeitsentgelte gemäß Artikel 4 Absatz 3	NaTran Deutschland wendet keine Arbeitsentgelte an.	where applied, commodity-based transmission tariffs referred to in Article 4 (3)	NaTran Deutschland does not apply commodity-based transmission tariffs.
Art. 30 (1) c) ii)	soweit angewandt, Systemdienstleistungen tgelte für Systemdienstleistungen gemäß Artikel 4 Absatz 4	Zu den Systemdienstleistungen gem. Beschluss der Bundesnetzagentur BK9-17/609 (Festlegung INKA) zählen der Messstellenbetrieb, die Messdienstleistung, die Biogasumlage nach §20b GasNEV, die Marktraumumstellungslage nach §19a Abs. 1 EnWG sowie das Nominierungsersatzverfahren nach §15 Abs. 3 GasNZV. Die Tarife für die Systemdienstleistungen mit Gültigkeit ab dem 01.01.2026 finden sich in den veröffentlichten Preisblättern.	where applied, non-transmission tariffs for non-transmission services referred to in Article 4 (4)	According to the decision of the FNA (BK9-23/610 (Festlegung REGENT 2026), the non-transmission services are set to metering point operation, metering service as well as the nomination replacement procedure according to §15 Abs. 3 GasNZV. The non-transmission service fees valid as of 01.01.2026 are published in the price sheets on the website of NaTran Deutschland.
Art. 30 (1) c) iii)	die Referenzpreise und sonstige Preise für andere Punkte als die in Artikel 29 genannten Punkte	Die Entgelte für IB- und Letztverbraucher-Ausspeisepunkte entsprechen den Entgelten der Briefmarke im Marktgebiet Trading Hub Europe. Dies entspricht der Entgeltberechnungsmethode, die die Bundesnetzagentur in dem Beschluss REGENT 2026 festgelegt hat. Für die Briefmarkenermittlung der Kopplungspunkte fließen die Summe der prognostizierten Kapazitätsbuchungen für alle Ein- und Ausspeisungspunkte sowie die Erlösobergrenze und der Entry/Exit-Split im Kalenderjahr t in die Berechnung ein. Der Referenzpreis sowie sonstige Bestandteile können dem Preisblatt entnommen werden.	the reference prices and other prices applicable at points other than those referred to in Article 29	The reference prices for exit points of internal orders and network connection points are the same as the postage stamp of the Trading Hub Europe market area. This corresponds to the tariff calculation method which the NRA has determined in the REGENT decision. The reference prices are the result of the sum of forecasted capacity bookings for all entry and exit points as well as the revenue cap and the entry/exit split of the calendar year t. The reference price and other prices can be taken from the current price sheet.
Art. 30 (2) a) i)	Eine Erläuterung des Unterschieds in der Höhe der Fernleitungsentgelte für dieselbe Art von Fernleitungsdiestleistung zwischen der laufenden	Die Briefmarke des Marktgebiets Trading Hub Europe steigt im Jahr 2026 im Vergleich zum Jahr einheitlichen Entgelt in 2025 um 0,35 €/(kWh/h)/a. Diese Änderung basiert auf regelmäßigen Entgeltanpassungen unter Berücksichtigung von Veränderungen der Eingangsparameter Erlösobergrenzen und Kapazitätsprognosen der beteiligten	Information on transmission tariff changes and trends	The postage stamp of the entry-exit system Trading Hub Europe will increase by 161 ct. / (kWh/h)/a in 2025 compared to the tariff in 2024. 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. High storage levels, which are necessary for security of supply, and a significant decline

	Entgeltperiode und der Entgeltperiode für die die Informationen veröffentlicht werden.	Fernleitungsnetzbetreiber. Die aktuelle Entgeltsteigerung lässt sich insbesondere auf eine geringere Kapazitätsprognose zurückführen.		in end consumption and transit volumes lead to a reduced booking forecast. Due to the regulatory account system, the extraordinary effects from the crisis year 2022 (e.g. declines in bookings and high fuel costs) are now increasing costs with a time lag for the first time in 2025. The diversification of supply sources by means of new LNG plants has supported security of supply and helped to dampen the gas price. The associated investments by individual transmission system operators in new entry points and connecting pipelines for the LNG facilities are now also included in the 2025 tariff calculation.
Art. 30 (2) a) ii)	Eine Erläuterung des geschätzten Unterschieds in der Höhe der Fernleitungsentgelte für dieselbe Art der Fernleitungsdiestleistung zwischen der Entgeltperiode, für die die Informationen veröffentlicht werden und jeder Entgeltperiode der restlichen Regulierungsperiode.	Zur Erfüllung der Veröffentlichungspflicht wurde analog zum bisherigen Vorgehen der BNetzA (vgl. Anlage 5 der Festlegung REGENT 2026) die Entwicklung der Entgelte bis zum Ende der Regulierungsperiode indikativ prognostiziert. Hiernach wäre mit einem Anstieg des Entgeltes im Jahr 2027 zu rechnen. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass die Berechnungen von aktuell nur sehr schwer zu prognostizierenden Annahmen abhängig sind. Entsprechend sind die Berechnungen als rein indikativ zur Erfüllung der Veröffentlichungspflichten anzusehen. Für die Inflation wurde auf die von der BNetzA genannten Werte im Dokument „Hinweise für Fernleitungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung von Entgelten gemäß Art. 29, 31 und 32 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460“ zum 06.06.2025 abgestellt. Bezüglich des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors wurde für die vierte Regulierungsperiode der von der BK 4 festgelegte Wert von 0,87% verwendet (Aktenzeichen BK4-22-085).	The difference in the level of transmission tariffs for the same type of transmission service applicable for the tariff period for which the information is published and for each tariff period within the remainder of the regulatory period	<p>In order to fulfil the publication requirements, the former approach of the BNetzA (Appendix 5 of REGENT 2026 decision) was continued to forecast the tariffs on an indicative basis. According to this, an increase in the charge would be expected in 2027.</p> <p>It should be noted that the calculations depend on assumptions that are currently very difficult to forecast. Accordingly, the forecast should be interpreted as merely indicative to fulfil the publication requirements. For inflation, the values stated by the BNetzA in the document "Notes for transmission system operators on the publication of charges pursuant to Articles 29, 31 and 32 of Regulation (EU) No. 2017/460 as of 06.06.2025" were used. With regard to the general sectoral productivity factor, the value of 0.87% specified by BK 4 was used for the fourth regulatory period (BK4-22-085).</p> <p>Further assumptions on the development of the forecast capacities and the annual development of the permissible revenues can be made directly by the user in the model.</p>

		Weitere Annahmen zur Entwicklung der prognostizierten Kapazitäten sowie der jährlichen Entwicklung der zulässigen Erlöse können direkt vom Anwender im Modell getroffen werden.		
Art. 30 (2)(b)	Informationen zum im Tarifjahr 2024 verwendeten Referenzpreismodell inkl. vereinfachtem Entgeltmodell	<u>Vereinfachtes Entgeltmodell</u>	Information about the used tariff model and an explanation how to calculate the transmission tariffs applicable for the prevailing tariff period.	<u>simplified model</u>
Art. 30 (3)	Informationen für nicht maßgebliche Punkte	Die prognostizierten Kapazitäten für diejenigen Punkte, die nicht zu den maßgeblichen Punkten gem. Anhang 1 Nummer 3.2 Absatz 2 der Verordnung (EG) Nr. 1789 /2024 gehören, sind in der prognostizierten Kapazität gem. Art. 30 (1) a) ii) bereits enthalten.	Information about the points excluded from the definition of relevant points	The forecasted booked capacity for the points excluded from the definition of relevant points referred to in point 3.2 (1) a) of Annex I to Regulation No 1789/2024 is already included in the capacity forecast according to Art. 30 (1) a) ii).