



CONSULTORIA REGULATÓRIA ESPECIALIZADA

Consulta Pública ANP nº 03/2026

Determinações regulatórias relativas à valoração da Base Regulatória de Ativos, aos planos de investimentos e aos custos operacionais da transportadora de gás natural NTS para o ciclo 2026-2030

Contribuições Consulta Pública ANP nº03/2026

Sumário

1	Introdução	4
2	Documentos analisados	4
3	Proposta de valorização da Base Regulatória de Ativos (BRA) da transportadora NTS 5	
3.1	Contribuição Técnica sobre a Possibilidade de Aplicação do Método do Capital Recuperado (RCM) com estimativas Proxy na Determinação da BRA da Malha SE.....	6
3.2	Proposta de aplicação da metodologia RCM.....	9
3.2.1	Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI)	9
3.2.2	Custo de Reposição Novo (CRN)	16
3.2.3	Conclusões sobre a possibilidade de empregar a metodologia CRM	28
4	Crítica da valorização CRN proposta pela NTS	29
4.1	Amostra de gasodutos empregados para a estimação dos valores unitários	29
4.2	Comparativo com uma amostra de gasodutos da região.....	33
4.3	Comparativo dos valores unitários com outros processos tarifários.....	35
5	Anexo	38
5.1	Receita da Malha SE	38
5.2	Custos Operacionais - ANP	42
6	Referências Bibliográficas	45

Índice de Figuras

Figura 1: Gráfico comparativo com a evolução da Base de Ativos Bruta pelas distintas metodologias de valoração, CHCI e CRN.....	17
Figura 2: Evolução do PPI Index for Iron and Steel Pipe and Tube	31
Figura 3: Tabela de tarifas contrato legado Malha SE	38

Índice de Tabelas

Tabela 1: Fluxo de Caixa Cenário 1 considerando a metodologia CHCI e a taxa de 7,25%.....	11
Tabela 2: Comparativo entre VPL do Fluxo de Caixa sem investimentos e VPL dos investimentos - CHCI NTS.....	13
Tabela 3: Fluxo de Caixa Cenário 2 considerando metodologia CHCI com informações retiradas do DRE e taxa de 7,25%	14
Tabela 4: Comparativo premissas Cenários 1 e 2 (CHCI)	15
Tabela 5: Fluxo de Caixa Cenário 3 considerando metodologia CRN NTS e taxa de 7,25%	19
Tabela 6: Comparativo entre Base Bruta e Valor Presente do Fluxo de Caixa - CRN	21
Tabela 7: Comparativo premissas Cenários 3 e 4 (CRN)	22
Tabela 8: Fluxo de Caixa Cenário 4 considerando metodologia CRN NTS com base nas informações do DRE e taxa de 7,25%	25
Tabela 9: Fluxo de Caixa Cenário 5 considerando metodologia CRN ANP e taxa de 7,25%.....	27
Tabela 10: Amostra de gasodutos empregados no cálculo do valor unitário de gasodutos	29
Tabela 11: Características físicas dos gasodutos da malha sudeste.....	29
Tabela 12: Evolução do PPI Index for Iron and Steel Pipe and Tube (media anual)	32
Tabela 13: Comparativo gasodutos Malha Sudeste com gasodutos da Bolívia e Colômbia (R\$/m·pol)	34
Tabela 14: Comparativo gasodutos da Malha Sudeste com a valorização de Gasodutos de Chile (R\$/m·pol)	35
Tabela 15: Comparativo do CRN Malha Sudeste com os valores unitários de Peru (R\$/m·pol)	36
Tabela 16: Estimativa CRN unitário proposto concessionária ESGás.....	37
Tabela 17: Tarifas contratos legados publicadas na POC.....	39
Tabela 18: Cálculo da Receita Máxima Permitida (RMP)	40
Tabela 19: Custos de O&M e G&A NTS – Média Anual para o ciclo 2026-2030.....	43
Tabela 20: Tabela Nota Técnica ANP – representatividade Malhas SE perante demais custos operacionais da NTS.....	44

1 Introdução

No âmbito da Consulta Pública nº 03/2026, cujo objetivo é obter contribuições sobre as Determinações Regulatórias relacionadas à valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA), aos Planos de Investimentos e aos custos operacionais das transportadoras de gás natural GOM, TSB, TBG, NTS e TAG, referentes ao Ciclo Tarifário 2026–2030, a Quantum do Brasil apresenta suas contribuições focadas na análise crítica e na avaliação da metodologia proposta pela ANP para a transportadora Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS).

As contribuições concentram-se na avaliação do montante da BRA estimado pela ANP para a NTS e na mensuração do capital efetivamente recuperado ao longo da vigência contratual, com vistas a qualificar a determinação do valor residual a ser adotado como base de ativos inicial no ciclo 2026–2030. Em termos objetivos, busca-se verificar, se os ativos vinculados ao contrato legado da Malha Sudeste (SE) foram adequadamente remunerados desde o início da operação, bem como estimar o valor residual regulatório mais aderente à realidade econômico-financeira do ativo.

Adicionalmente, com base em uma análise comparativa das metodologias de valoração da base de ativos, incluindo o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), o Custo de Reposição Novo (CRN) e o Método do Capital Recuperado (RCM), esta contribuição pretende subsidiar a ANP na definição de uma abordagem metodológica mais consistente para a mensuração da BRA da NTS, especialmente no contexto de transição decorrente do encerramento do contrato legado e da necessidade de assegurar a adequada remuneração dos investimentos realizados ao longo do período.

2 Documentos analisados

Os nomes dos documentos descarregados e analisados do site da ANP e no Sistema Eletrônico de Informações (SEI), relativos à proposta de valorização da BRA desenvolvida pela ANP a partir da informação apresentada pela transportadora Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS), são apresentados na sequência.

1. Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ (SEI nº 5723580): Fundamentos legais e metodológicos – **Nota ANP de Fundamentos Metodológicos;**
2. Nota Técnica nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ (SEI nº 5732887): Análise referente à NTS – **Nota técnica ANP – NTS;**
3. Planilha VRD NTS (SEI nº 5760112): Planilha Valor de Reposição Depreciado referente à NTS – **Planilha ANP - VRD NTS;**
4. Planilha ‘Anexo_02___Planilha_evolucao_bra_nts_sei_5133887’ – **Planilha NTS – CHCI;**
5. Planilha ‘avaliacao_nts_anp’ - **Planilha ANP – BRA NTS;**
6. Planilha ‘6.V__O_M_e_G_A_Alocados_ao_Malhas_SE_2017_2024’ (processo nº: 48610.228149/2022-13) – **Planilha O&M e G&A NTS.**

3 Proposta de valorização da Base Regulatória de Ativos (BRA) da transportadora NTS

A **Nota Técnica nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ** apresenta a avaliação da Base de Regulatória de Ativos (BRA) associada à Malha Sudeste (SE) operada pela transportadora NTS, no contexto da revisão tarifária aplicável ao transporte de gás natural. A análise conduzida pela Agência considera diferentes abordagens metodológicas para a determinação do valor regulatório dos ativos, culminando na adoção do **método do Custo de Reposição Novo (CRN) depreciado**, com depreciação calculada a partir da **idade efetiva de entrada em operação dos gasodutos que compõem a malha SE**.

Esse processo ocorre no âmbito do novo regime tarifário estabelecido pela **Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026**, que define as diretrizes regulatórias para a formação de tarifas de transporte de gás natural no Brasil. Entre os princípios estabelecidos pela referida resolução destaca-se a necessidade de garantir **modicidade tarifária, transparência e neutralidade econômica**, bem como a **vedação à dupla remuneração de ativos**, especialmente em sistemas que historicamente operaram sob regimes contratuais.

No caso específico da Malha Sudeste, a determinação da BRA apresenta particular complexidade em razão da existência de **contratos legados de transporte**, firmados anteriormente à implementação do atual arcabouço regulatório. Esses contratos permitiram a recuperação de investimentos por meio de tarifas contratuais específicas, criando a possibilidade de que determinados ativos tenham sido parcial ou integralmente remunerados antes da definição da BRA atualmente em discussão.

Nesse contexto, a Nota Técnica reconhece explicitamente o risco de **dupla remuneração de ativos**, caso investimentos já recuperados por meio dos contratos legados sejam novamente incorporados à base de ativos remuneráveis no regime regulado, para o ciclo 2026-2030. Tal preocupação é consistente com as diretrizes estabelecidas pela Resolução ANP nº 991/2026, que busca assegurar que apenas o capital ainda não recuperado pelos transportadores seja elegível para remuneração tarifária.

Para tratar esse desafio, a ANP rejeita inicialmente a aplicação da metodologia do **Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI)**, em razão de inconsistências e limitações de rastreabilidade das informações contábeis apresentadas. Da mesma forma, a Agência conclui pela inviabilidade de aplicação direta do **método do Capital Recuperado (RCM)** no presente momento, devido à ausência de dados históricos suficientemente completos que permitam reconstruir com precisão a trajetória de recuperação de capital ao longo da vigência dos contratos legados.

Diante dessas limitações informacionais, a ANP opta por adotar o **CRN depreciado**, recalculando a depreciação regulatória com base na idade efetiva dos ativos e considerando a vida útil regulatória típica da infraestrutura de transporte de gás natural. Essa abordagem resulta na redução significativa do valor regulatório da base regulatória de ativos originalmente proposta pela transportadora NTS.

Do ponto de vista regulatório, essa solução pode ser caracterizada como uma **abordagem pragmática e prudencial**, pois busca mitigar o risco de dupla remuneração por meio da aplicação de critérios conservadores de depreciação. Em particular, ativos cuja idade supera a vida útil regulatória são

considerados integralmente depreciados, assumindo valor regulatório nulo, o que contribui para evitar a continuidade de remuneração tarifária de ativos cuja recuperação econômica já ocorreu.

Adicionalmente, a exclusão de determinados ativos ou projetos não diretamente vinculados ao contrato Malhas Sudeste contribui para evitar **subsídios cruzados entre diferentes arranjos contratuais**, reforçando a consistência econômica da base regulatória proposta.

Apesar dessas virtudes, é importante reconhecer que a metodologia adotada não permite verificar de forma completa e explícita **quanto do capital originalmente investido já foi efetivamente recuperado por meio das receitas tarifárias associadas aos contratos legados**. Nesse sentido, a solução adotada constitui essencialmente uma **aproximação regulatória**, e não uma reconciliação financeira entre investimentos históricos e receitas efetivamente auferidas.

Considerando que o parágrafo 9 do artigo 8 da **Resolução ANP nº 991/2026 prevê expressamente a utilização do método do Capital Recuperado como instrumento regulatório para evitar dupla remuneração**, entende-se que a abordagem adotada na Nota Técnica deve ser compreendida como uma **proposta de solução**, mas passível de aprimoramento neste processo.

Dessa forma, recomenda-se que a ANP avance no desenvolvimento de bases de dados ou critérios regulatórios que permitam **aprofundar a aplicação do método do Capital Recuperado (RCM)** para a determinação da BRA da Malha Sudeste. A adoção dessa metodologia permitiria estimar de forma precisa o capital ainda não recuperado pelos transportadores, assegurando maior alinhamento com os princípios regulatórios estabelecidos pela própria Resolução nº 991/2026.

Em síntese, considera-se que a metodologia atualmente proposta pela ANP representa uma **solução prudente e pragmática**, mas que não mitiga o risco de dupla remuneração, sendo o **método do Capital Recuperado (RCM) a melhor metodologia para a atual processo em virtude do vencimento dos contratos legados da Malha SE. No futuro é possível que seja recomendável o emprego das metodologias clássicas de valoração da BRA, mas neste processo em particular, corresponde a utilização do RCM.**

3.1 Contribuição Técnica sobre a Possibilidade de Aplicação do Método do Capital Recuperado (RCM) com estimativas Proxy na Determinação da BRA da Malha SE

A Nota Técnica nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ apresenta a avaliação da Base de Remuneração Regulatória de Ativos (BRA) associada à Malha Sudeste operada pela transportadora NTS, adotando como metodologia principal o **Custo de Reposição Novo (CRN) depreciado**, com depreciação calculada a partir da idade efetiva dos ativos. Essa abordagem foi escolhida após a rejeição do método do **Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI)** e diante da impossibilidade de aplicação direta do **método do Capital Recuperado (RCM)**, em razão de limitações informacionais identificadas pelo regulador.

Conforme estabelecido pela **Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026**, o método do Capital Recuperado (RCM) constitui um dos instrumentos regulatórios disponíveis para a determinação da base de ativos remuneráveis no transporte de gás natural, especialmente em contextos nos quais a infraestrutura foi historicamente remunerada por meio de **contratos legados**. Nesses casos, o RCM

permite identificar o capital efetivamente investido e deduzir o montante já recuperado por meio das receitas tarifárias históricas, assegurando que apenas o capital ainda não recuperado seja incluído na BRA.

Do ponto de vista conceitual, o método pode ser representado como:

$$\textit{Capital Residual} = \textit{Investimento Inicial} - \textit{Capital Recuperado com a receita}$$

O capital recuperado corresponde à parcela das receitas tarifárias históricas destinada à amortização do investimento original.

A Nota Técnica indica que a aplicação plena do RCM não foi considerada viável na presente revisão tarifária, devido à **ausência de informações históricas** suficientemente completas e rastreáveis sobre investimentos, receitas e custos associados aos ativos da Malha Sudeste ao longo do tempo. Tal limitação informacional não é compreensível, além de que parte da infraestrutura foi desenvolvida sob regimes institucionais e contratuais distintos do atual modelo regulatório, a transportadora deveria dispor da informação requerida para o cálculo da BRA.

Do ponto de vista de melhores práticas internacionais, espera-se que os agentes regulados atuem de forma colaborativa, transparente e proativa na disponibilização das informações requeridas pela agência reguladora. No entanto, a postura adotada pela NTS, caracterizada pela limitada provisão de dados relevantes, afasta-se significativamente desses padrões e compromete a qualidade e a robustez do processo regulatório conduzido pela ANP.

A insuficiência de informações detalhadas sobre a base de ativos, critérios de valoração, investimentos realizados e parâmetros de depreciação não apenas dificulta a adequada estimação da Base de Remuneração Regulatória (BRA), como também introduz incertezas desnecessárias que poderiam ser evitadas mediante uma atuação mais diligente por parte da transportadora.

A falta de transparência por parte da NTS fragiliza a credibilidade do processo regulatório e amplia os riscos de revisões futuras, disputas e ajustes ex post, com impactos negativos tanto para o próprio agente regulado quanto para os usuários do sistema. Em contextos regulatórios maduros, a cooperação ativa das empresas é um elemento essencial para garantir previsibilidade, estabilidade e eficiência na definição tarifária.

Nesse sentido, é fundamental que a NTS reveja sua abordagem e adote uma postura mais alinhada às melhores práticas, assegurando a entrega tempestiva, completa e consistente das informações solicitadas pela ANP. A transparência informacional deve ser tratada não apenas como uma obrigação formal, mas como um compromisso com a qualidade regulatória e com o adequado funcionamento do setor de transporte de gás natural no Brasil.

Contudo, entende-se que a inexistência de dados históricos completos não impede a realização de **estimativas aproximadas do capital recuperado**, desde que tais estimativas sejam baseadas em hipóteses transparentes, prudenciais e tecnicamente fundamentadas. Nesse sentido, considera-se que a ANP poderia avaliar a utilização de uma **aproximação proxy do método do Capital Recuperado**, construída a partir de informações disponíveis publicamente e de parâmetros consistentes com práticas regulatórias eficientes.

Essa abordagem poderia ser desenvolvida com base em três conjuntos principais de informações:

1. Em primeiro lugar, as **memórias de cálculo e os parâmetros econômicos dos contratos legados de transporte**, já divulgados pela própria ANP, constituem uma fonte relevante de informação para estimar os fluxos de receitas associados à infraestrutura da Malha Sudeste. Esses documentos permitem aproximar os níveis de remuneração contratual, os volumes contratados e a estrutura de receitas ao longo da vigência dos contratos.
2. Em segundo lugar, a **informação vigente sobre os ativos que compõem a Malha Sudeste**, incluindo datas de entrada em operação, extensão da infraestrutura e identificação dos ativos efetivamente associados ao contrato Malhas Sudeste, permite definir a base física sobre a qual o exercício de estimativa deve ser realizado.
3. Em terceiro lugar, a utilização de **parâmetros regulatórios e benchmarks de eficiência**, tais como custos operacionais eficientes, taxas de retorno regulatórias e vida útil econômica típica para ativos de transporte de gás natural, permitiria estimar de forma prudente a parcela das receitas históricas que teria sido destinada à recuperação do capital investido.

Adicionalmente **também é possível extrair informação das demonstrações financeiras** que detalham para alguns anos, receitas, custos e a depreciação contábil.

A partir dessas informações, seria possível reconstruir, ainda que de forma aproximada, a trajetória de recuperação de capital associada à infraestrutura da Malha Sudeste. Tal exercício consistiria em estimar os fluxos de receitas contratuais ao longo do tempo, deduzir custos operacionais eficientes e os impostos associados aos resultados pagos para obter o **fluxo de caixa da transportadora** vinculados à Malha Sudeste. A acumulação desse fluxo ao longo da vigência dos contratos permitiria estimar o capital já recuperado e, conseqüentemente, o capital residual ainda passível de remuneração.

Importante ressaltar que essa abordagem não substituiria a aplicação completa do método do Capital Recuperado baseada em dados históricos detalhados. Trata-se, antes, de uma **estimativa proxy**, cuja finalidade seria fornecer um referencial adicional para avaliar a adequação econômica da BRA determinada pela metodologia atualmente adotada.

A realização desse exercício poderia contribuir significativamente para o processo regulatório, permitindo comparar os resultados obtidos pelo método do **CRN depreciado** com uma estimativa indicativa baseada no conceito de **capital ainda não recuperado**, que é o fundamento econômico do método do Capital Recuperado. Tal comparação seria particularmente útil no contexto da Malha Sudeste, onde a coexistência de infraestrutura antiga e contratos legados aumenta a relevância da discussão sobre dupla remuneração.

Adicionalmente, a elaboração de uma estimativa *proxy* do RCM estaria alinhada com os princípios estabelecidos pela **Resolução ANP nº 991/2026**, que reconhece explicitamente a importância desse método para assegurar que a formação tarifária no transporte de gás natural reflita apenas o capital que ainda não foi recuperado pelos transportadores.

Dessa forma, recomenda-se que a ANP considere a possibilidade de desenvolver, no âmbito da presente consulta pública uma **estimativa aproximada da BRA baseada no método do Capital Recuperado**, utilizando dados *proxy* derivados das memórias de cálculo dos contratos legados,

informações disponíveis sobre os ativos da Malha Sudeste, parâmetros regulatórios prudenciais e as demonstrações financeiras.

Tal iniciativa contribuiria para aumentar a transparência e a robustez da análise regulatória, além de permitir uma avaliação mais completa do risco de dupla remuneração associado aos ativos da Malha Sudeste. Ao mesmo tempo, representaria um passo importante na direção da plena implementação dos instrumentos metodológicos previstos no novo regime tarifário estabelecido pela Resolução ANP nº 991/2026.

Em síntese, entende-se que a metodologia atualmente adotada pela ANP constitui uma solução pragmática diante das limitações informacionais existentes. No entanto, a exploração de uma **aproximação proxy do método do Capital Recuperado (RCM)** poderia enriquecer o debate regulatório e contribuir para uma determinação mais precisa e economicamente consistente da BRA da Malha Sudeste.

3.2 Proposta de aplicação da metodologia RCM

Com objetivo de estimar o valor residual da Malha SE, foi construído um fluxo de caixa com base nos documentos disponibilizados pela ANP no âmbito da consulta pública, bem como nos documentos constantes no Sistema Eletrônico de Informações (SEI), processo nº 48610.228149/2022-13, as Demonstrações de Resultado de Exercício (DREs) e os Relatórios Administrativos da companhia. A partir dessa modelagem, buscou-se estimar quanto do capital investido pela transportadora foi efetivamente remunerado pelas tarifas estabelecidos nos contratos de transporte (atualmente denominados contratos legados) e, conseqüentemente, determinar o valor residual da BRA a ser considerado no próximo ciclo tarifário (2026–2030).

A avaliação considera diferentes fontes de informação e as diferentes valorizações apresentadas pela NTS.

3.2.1 Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI)

Inicialmente, procedeu-se à aplicação do valor da base de ativos bruta obtido pelo **método do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI)**, com base nos valores apresentados pela NTS na planilha “Anexo_02__Planilha_evolucao_bra_nts_sei_5133887” ou “Planilha NTS – CHCI”, integrante do processo nº 48610.228149/2022-13.

O arquivo mencionado apresenta uma base de ativos bruta vinculada à Malha Sudeste (SE) que totaliza **R\$ 9,2 bilhões**. Esse montante corresponde ao valor de aquisição dos ativos, atualizado monetariamente para a referência de dezembro de 2025. Observa-se que os investimentos estão concentrados nos primeiros anos do período analisado, especialmente entre 2006 e 2010.

A partir deste valor e outros dados, procedeu-se à avaliação do fluxo de caixa regulatório com o objetivo de estimar quanto do capital investido pela transportadora vinculado à Malha Sudeste foi efetivamente remunerado até dezembro de 2025.

Para a construção do **Cenário 1** (CHCI NTS), foram adotadas premissas que asseguram consistência metodológica e aderência às informações disponíveis, conforme descrito a seguir:

- Para o cálculo da Receita, foram consideradas as tarifas estabelecidas no contrato de transporte da Malha Sudeste e anexos, multiplicadas pela capacidade contratada. Essa abordagem busca refletir, de forma direta, a dinâmica regulatória de geração de receitas da transportadora no período analisado. O detalhamento desse cálculo encontra-se no item 5.1 Receita da Malha SE.
- No que se refere aos custos operacionais, especificamente a Operação e Manutenção (O&M) e as Despesas Gerais e Administrativas (G&A), foram utilizados os valores apresentados na Nota Técnica da ANP relativa à NTS, Malha SE. Tal premissa garante alinhamento com a visão regulatória e confere maior consistência às estimativas adotadas. Os valores e metodologia estão detalhados no 'Anexo 5.2 – Custos Operacionais – ANP'.
- Para a depreciação contábil, foram considerados os valores reportados nos Demonstrativos de Resultado do Exercício (DRE) da NTS. Essa escolha assegura aderência aos dados efetivamente observados e evita a introdução dos efeitos da atualização por IGPM no cálculo dos impostos associados ao resultado o que geraria uma subestimação desse item.
- Para fins de tributação, foi adotada uma alíquota total de 34% sobre o EBIT, correspondente à soma de 25% de IRPJ e 9% de CSLL, em linha com a estrutura tributária aplicável ao setor.
- Os investimentos (CAPEX) foram incorporados conforme aos valores estabelecidos pela própria NTS no arquivo "Planilha NTS – CHCI", considerando sua atualização monetária até dezembro de 2025, de modo a manter a consistência temporal da análise.

A partir dessas premissas, foi construído um fluxo de caixa contendo: o EBITDA, definido como a Receita Operacional Líquida deduzida dos custos de O&M e G&A; o EBIT, obtido pela subtração da depreciação contábil do EBITDA; e o Lucro Operacional após impostos (NOPAT), calculado a partir do EBIT líquido de tributos.

Com base nesses elementos, o fluxo de caixa foi calculado a partir do Lucro Operacional após impostos (NOPAT), ajustado pela dedução dos investimentos e pela adição da depreciação contábil, conforme a lógica financeira convencional. As parcelas referentes à variação da necessidade líquida de capital de giro e ao valor residual foram, neste cenário, consideradas nulas, com o objetivo de isolar a análise da recuperação do capital investido via operação corrente.

Assim, o fluxo de caixa calculado pode ser visualizado na tabela a seguir:

Tabela 1: Fluxo de Caixa Cenário 1 considerando a metodologia CHCI e a taxa de 7,25%

[M R\$ Dez 2025]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Receita Operacional Líquida		1.170,9	1.260,7	1.604,7	1.931,8	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.125,1	2.125,1	2.125,1	2.125,1	2.125,1	2.125,1	2.159,1	2.159,1	2.068,6	2.057,3	
O&M+G&A		387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7
EBITDA		783,1	872,9	1.216,9	1.544,0	1.617,8	1.617,8	1.617,8	1.617,8	1.617,8	1.617,8	1.737,4	1.737,4	1.737,4	1.737,4	1.737,4	1.737,4	1.771,4	1.771,4	1.680,8	1.669,6	
Depreciação contábil critério rateio (3)	-	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	211,2	156,6	191,2	161,0	141,1	139,2	134,7	134,7	
EBIT		581,2	670,9	1.015,0	1.342,1	1.415,8	1.415,8	1.415,8	1.415,8	1.415,8	1.415,8	1.535,4	1.535,4	1.526,2	1.580,8	1.546,1	1.576,4	1.630,3	1.632,2	1.546,1	1.534,9	
Tributos (IR+CSLL)		197,6	228,1	345,1	456,3	481,4	481,4	481,4	481,4	481,4	481,4	522,0	522,0	518,9	537,5	525,7	536,0	554,3	554,9	525,7	521,9	
NOPAT (lucro operacional após impostos) (1)		383,6	442,8	669,9	885,8	934,4	934,4	934,4	934,4	934,4	934,4	1.013,4	1.013,4	1.007,3	1.043,3	1.020,4	1.040,4	1.076,0	1.077,2	1.020,4	1.013,0	
CAPEX /Investimentos (2)	-	137,3	2.148,2	3.455,2	102,9	1.102,8	331,5	337,5	357,8	138,5	79,0	63,3	59,5	30,5	-	78,0	53,8	13,6	226,6	343,9	-	
Valor Residual (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Variação da Necessidade Líquida de Capital de Giro (5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
FCFF - Fluxo de Caixa Livre da Firma = (1) - (2) + (3) + (4) - (5)		168,8	448,2	1.503,4	2.583,4	984,9	33,6	804,9	798,9	778,6	997,9	1.057,4	1.152,0	1.155,9	1.188,0	1.199,9	1.133,7	1.147,5	1.203,5	989,8	811,2	1.147,7

Base de Ativos CHCI (M R\$)	168,8	66,0	987,8	2.571,0	2.616,7	3.135,6	3.282,2	3.444,5	3.635,2	3.706,6	3.749,7	3.787,0	3.821,6	3.841,9	3.841,9	3.878,0	3.923,1	3.934,7	4.104,4	4.445,5	4.445,5
Depreciação regulatória (M R\$)	103,7	136,4	1.226,4	1.872,0	57,2	583,9	184,9	175,2	167,1	67,1	35,9	26,0	24,9	10,2	-	42,0	8,7	2,0	57,0	2,8	-

Valor Presente Líquido do Fluxo de Caixa Livre da Firma (M R\$)	4.012,8
--	----------------

Taxa de Desconto do Fluxo de Caixa Livre da Firma	7,25%
Taxa Interna de Retorno depois dos impostos - WACC	19,71%

A partir dos valores calculados, é possível extrair algumas conclusões relevantes da análise do Cenário 1 (CHCI NTS). O fluxo de caixa indica que, ao se adotar como premissa uma **taxa de remuneração dos investimentos (DDI) de 7,25%**, conforme estabelecido na revisão tarifária da TBG (Nota Técnica nº 13/2019-SIM), o **valor presente líquido (VPL) do fluxo de caixa é positivo em aproximadamente R\$ 4 bilhões**. Esse resultado sugere que a remuneração auferida pela transportadora **excede** ao custo do capital investido pela transportadora e, portanto os investimentos já foram remunerados e amortizados na totalidade.

Em linha com esse resultado, a taxa interna de retorno (TIR) do fluxo de caixa calculado no cenário 1 (CHCI NTS), após impostos, foi estimada em **19,71%**. Esse patamar indica que o retorno efetivamente obtido pela transportadora, dadas as premissas adotadas, é **substancialmente superior** à taxa de referência de 7,25%, reforçando a evidência de sobre-remuneração no período analisado.

Adicionalmente foi estimado o valor presente do fluxo de caixa operacional sem investimentos estimado para a Malha SE considerando a premissas indicadas anteriormente.

O valor obtido foi de **R\$ 10,8 bilhões**. **Esse montante representa o valor econômico gerado pela Malha SE considerando uma taxa de referência de 7,25%**.

Esse valor também representa o valor presente dos investimentos de equilíbrio, ou seja, aquele que geraria um VPL do fluxo igual a zero.

Se o valor investido pela NTS na Malha SE é inferior a esse valor, existiria um benefício econômico adicional ou extraordinário, mas se o valor investido é superior, ainda ficaria uma parcela da base de ativos por ser remunerado. Considerando que o valor presente dos investimentos efetivamente realizados pela transportadora na Malha SE até o 2025, valorizados com a metodologia CHCI e com a taxa de 7,25% é **R\$ 6,8 bilhões**, podemos concluir que a NTS não apenas recuperou integralmente o capital investido na Malha Sudeste, como também auferiu retornos superiores ao custo de capital regulatório, evidenciando uma possível **sobre-remuneração econômica ao longo do período analisado**.

Um ponto importante a indicar que no caso de que o capital foi integralmente recuperado, não necessariamente deveria ser feita uma devolução da receita. Além de que o regime regulatório atual no setor de transporte de gás natural é receita máxima, a Malha SE esteve até pouco tempo num regime contratual. Além disso o exercício proposto tem como objetivo somente avaliar se o capital investido na Malha SE foi integralmente recuperado, ou não. **Por exemplo, neste cenário produto dos resultados obtidos, podemos afirmar que o capital investido foi totalmente amortizado e remunerado é, portanto, a BRA no início do ciclo 2026-2031 é zero**.

O mesmo exercício foi conduzido sob uma **taxa de remuneração dos investimentos (DDI) de 12%**, adotada como cenário alternativo diante da incerteza quanto o valor da taxa de rentabilidade implícita no contrato legado da Malha SE. Essa abordagem busca capturar um cenário mais favorável, para a transportadora, mas considerando que a evolução decrescente das taxas regulatórias históricas.

Nesse cenário alternativo, considerando taxa de remuneração dos investimentos de 12%, o valor da base de ativos necessário para zerar o VPL do fluxo de caixa sem investimentos seria de

aproximadamente **R\$ 7,5 bilhões**. O valor presente dos investimentos com essa taxa, por sua vez, seria de **R\$ 5,8 bilhões**. **Mesmo sob essa taxa de retorno mais elevada, os resultados indicam que a transportadora teria remunerado e amortizado a totalidade dos investimentos desenvolvido**, corroborando as conclusões obtidas no cenário base 1 (CHCI NTS), conforme síntese apresentada na tabela abaixo:

Tabela 2: Comparativo entre VPL do Fluxo de Caixa sem investimentos e VPL dos investimentos - CHCI NTS

		Comparativo da Base Bruta e Valor Presente do Fluxo de Caixa		
Metodologia	Taxa de Ref	Valor Presente do Fluxo de Caixa sem investimentos - Valor econômico obtido pela NTS (Malha SE) [M R\$ Dez25]	Valor presente dos investimentos (CHCI) Malha SE [M R\$ Dez25]	VP da receita adicional obtida pela NTS (Malha SE) [M R\$ Dez25]
CHCI	7,25%	10.846,5	6.833,6	4.012,8
	12%	7.509,9	5.829,8	1.680,2

Fonte: Elaboração própria, 2026

Adicionalmente, foi realizada uma segunda análise, denominada **Cenário 2 (CHCI NTS – DRE)**, incorporando dados provenientes dos Demonstrativos de Resultado do Exercício (DRE) da NTS. O objetivo dessa abordagem foi **testar a robustez** dos resultados obtidos no Cenário 1 (CHCI NTS), por meio da adoção de premissas alternativas.

Para tanto, foi calculado um novo fluxo de caixa, ainda baseado na metodologia de valoração de ativos pelo CHCI, porém utilizando valores contábeis extraídos diretamente dos demonstrativos financeiros da transportadora¹. O fluxo de caixa resultante encontra-se apresentado a seguir:

¹ Nos casos que seja possível.

Tabela 3: Fluxo de Caixa Cenário 2 considerando metodologia CHCI com informações retiradas do DRE e taxa de 7,25%

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Recita Operacional Líquida critério rateio (Dez/25)		1.067	1.058	1.605	1.932	2.006	2.006	2.006	2.006	2.006	2.006	2.125	2.045	2.020	2.054	2.034	2.058	2.072	2.138	2.135	2.057	
O&M+G&A critério rateio (Dez/25)		38,5	113,2	264,6	269,3	322,7	337,8	354,5	374,1	381,5	385,9	389,8	429,5	450,2	458,2	478,6	427,5	330,4	347,4	350,0	387,7	
EBITDA		1.028	945	1.340	1.662	1.683	1.668	1.651	1.631	1.624	1.620	1.735	1.616	1.570	1.595	1.556	1.631	1.741	1.791	1.785	1.670	
Depreciação contábil critério rateio (3)		202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	202	211	157	191	161	141	139	135	135	
EBIT		826	743	1.138	1.460	1.481	1.466	1.449	1.429	1.422	1.418	1.533	1.414	1.359	1.439	1.365	1.470	1.600	1.652	1.650	1.535	
Tributos (IR+CSLL) 34% EBIT		281	253	387	497	503	498	493	486	484	482	521	481	462	489	464	500	544	562	561	522	
NOPAT (lucro operacional após impostos) (1)		545	490	751	964	977	967	956	943	939	936	1.012	933	897	950	901	970	1.056	1.090	1.089	1.013	
CAPEX /Investimentos (2)	-	137	2.148	3.455	103	1.103	332	337	358	139	79	63	59	31	-	78	54	14	227	344	-	
Valor Residual (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Variação da Necessidade Líquida de Capital de Giro (5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
FCFF - Fluxo de Caixa Livre da Firma = (1) - (2) + (3) + (4) - (5)	-	169	610	1.456	2.502	1.063	77	838	821	788	1.002	1.059	1.151	1.076	1.077	1.106	1.014	1.077	1.184	1.003	880	1.148

Base de Ativos CRN	169	66,0	987,8	2.571,0	2.616,7	3.135,6	3.282,2	3.444,5	3.635,2	3.706,6	3.749,7	3.787,0	3.821,6	3.841,9	3.841,9	3.878,0	3.923,1	3.934,7	4.104,4	4.445,5	4.445,5
Depreciação regulatória	104	136	1.226	1.872	57	584	185	175	167	67	36	26	25	10	-	42	9	2	57	3	-

Valor Presente Líquido do Fluxo de Caixa Livre da Firma	4.239,01
--	-----------------

Taxa de Desconto do Fluxo de Caixa Livre da Firma	7,25%
Taxa Interna de Retorno (a.a.) - WACC 1	21,98%

O quadro abaixo sintetiza as principais diferenças entre as premissas adotadas nos Cenários 1(CHCI NTS) e 2 (CHCI NTS- DRE):

Tabela 4: Comparativo premissas Cenários 1 e 2 (CHCI)

	CHCI	
	Cenário 1 (CHCI NTS)	Cenário 2 (CHCI NTS- DRE)
Receita Operacional Líquida	Tarifa anual x Capacidade Contratada por ano ('Anexo 5.1')	<p>Receita Operacional Líquida DRE X Critério de rateio para Malhas SE (com base na capacidade contratada)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Considera-se 28% como proporção da Malha SE em relação à capacidade total contratada da NTS.
O&M+G&A	<p>NOTA TÉCNICA Nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ</p> <p>Específico MALHAS SE</p>	<p>Processo nº 48610.228149/2022-13 - Planilha O&M e G&A Alocados_ao_Malhas_SE_2017_2024.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Valores de 2006 e 2007 retirados do DRE (malhas SE representa ativo mais antigo da NTS, portanto entende-se consistente considerar esses valores reportados no DRE nos primeiros 2 anos como correspondentes ao ativo Malha SE); • Valores posteriores a 2007 e anteriores a 2017 consideram média de impacto dos custos operacionais de 2017-2024 em relação à Base de Ativos. • Valores de 2017 a 2024 utilizam valores reportados na planilha O&M e G&A NTS. • 2025 utiliza valores reportados na NOTA TÉCNICA Nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ.
Depreciação contábil	<p>Depreciação DRE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Depreciação evidenciada no DRE a partir de 2017; • Em anos anteriores a 2017, utiliza-se o valor de depreciação de 2017 	<p>Depreciação DRE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Depreciação evidenciada no DRE a partir de 2017; • Em anos anteriores a 2017, utiliza-se o valor de depreciação de 2017 como o

	<p>como o valor mais atualizado (premissa conservadora).</p> <ul style="list-style-type: none"> Em 2025, considera-se mesmo valor de depreciação de 2024. 	<p>valor mais atualizado (premissa conservadora).</p> <ul style="list-style-type: none"> Em 2025, considera-se mesmo valor de depreciação de 2024.
Tributos	34% EBIT	34% EBIT
CAPEX/Investimentos	Planilha NTS – CHCI	Planilha NTS – CHCI

Fonte: Elaboração própria, 2026

Apesar da utilização de premissas distintas para a Receita Operacional Líquida (RMP) e para os custos operacionais (O&M e G&A), mantendo-se constantes os investimentos (CAPEX) e a depreciação contável, o Cenário 2 (CHCI NTS – DRE) apresenta resultados semelhantes com aqueles observados no Cenário 1 (CHCI NTS). Considerando uma taxa de remuneração dos investimentos (DDI) de 7,25%, o valor presente líquido do fluxo de caixa permanece positivo em aproximadamente **R\$ 4,2 bilhões**, valor muito próximo aos R\$ 4,0 bilhões anteriormente estimados.

De forma análoga, a taxa interna de retorno (TIR) do fluxo de caixa no Cenário 2 (CHCI NTS – DRE) foi estimada em **21,98%**, patamar ainda superior ao observado no Cenário 1 (CHCI NTS). Esse resultado reforça a robustez das conclusões, indicando que, mesmo sob premissas alternativas, a **NTS apresenta uma remuneração significativamente superior ao capital originalmente investido** no cenário de valorização dos ativos pela metodologia CHCI, corroborando o entendimento de que neste cenário o **capital investido já teria sido integralmente recuperado**.

3.2.2 Custo de Reposição Novo (CRN)

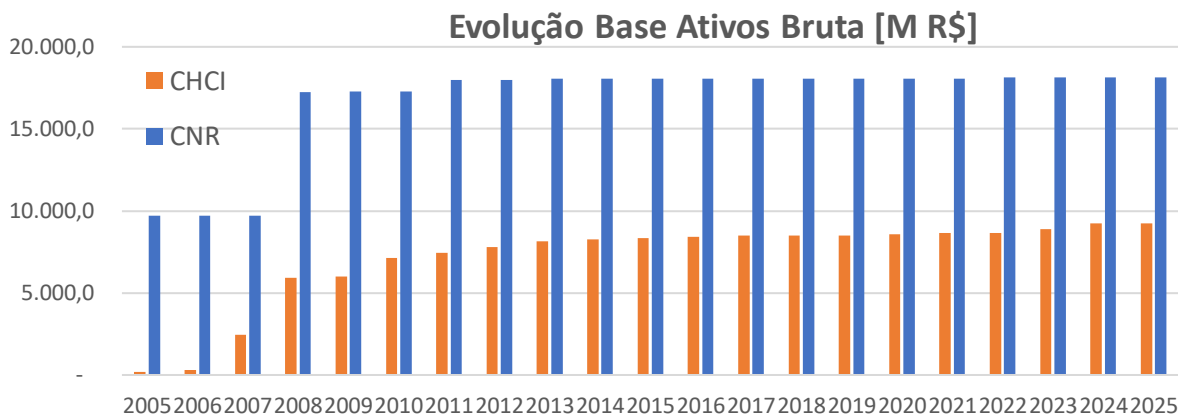
Por outro lado, as mesmas análises foram conduzidas considerando a valoração da base de ativos pelo método do Custo Novo de Reposição (CRN) ou Valor Novo de Reposição (VNR), em linha com os valores apresentados na “Planilha ANP – BRA NTS”.

Antes disso, contudo, é necessário destacar um ponto central para a correta interpretação dos resultados, relacionado às diferenças conceituais entre as metodologias CHCI e CRN, bem como aos valores reportados nas respectivas planilhas que fundamentam cada abordagem.

No caso da metodologia associada ao CRN, observa-se a utilização de uma abordagem baseada em valor de reposição a preços de mercado, conforme estruturada pela KPMG. Essa abordagem resulta num aumento substancial do valor em relação aos montantes históricos ajustados observados na “Planilha NTS – CHCI”, conforme discorrido durante as seções desta contribuição.

A discrepância entre os valores da base de ativos bruta reportados nas duas abordagens — CHCI e CRN — pode ser observada no gráfico a seguir, evidenciando o impacto relevante da metodologia de valoração da BRA adotada sobre os resultados obtidos.

Figura 1: Gráfico comparativo com a evolução da Base de Ativos Bruta pelas distintas metodologias de valoração, CHCI e CRN



Fonte: Elaboração própria, 2026

A expressiva diferença entre os valores atribuídos à base de ativos suscita questionamentos relevantes quanto à avaliação conduzida pela KPMG, especialmente no que se refere a uma possível **sobreavaliação do valor de reposição** dos ativos da Malha Sudeste. Essa discrepância é particularmente relevante, pois impacta de forma direta e significativa os resultados do fluxo de caixa sob a metodologia do CRN, conforme será evidenciado a seguir. Também é possível visualizar uma diferença na evolução temporal da base de ativos bruta da Malha SE segundo a metodologia de valoração.

A metodologia CRN apresenta um valor inicial relevante com um aumento significativo no ano 2008. A metodologia CHCI apresenta um crescimento mais gradual, principalmente nos primeiros anos. Essa variação também impacta já que o valor presente dos fluxos é comparado com o valor presente dos investimentos.

Retomando a análise, procedeu-se à aplicação do método CRN com base nos cálculos apresentados pela NTS e posteriormente ajustados pela ANP, conforme constantes na “Planilha ANP – BRA NTS”, que subsidia a presente consulta pública.

O referido arquivo apresenta uma base de ativos bruta vinculada à Malha Sudeste no montante de **R\$ 18,1 bilhões**, correspondente ao valor de reposição dos ativos atualizado monetariamente até dezembro de 2025.

Assim, de forma análoga a análise realizada pela metodologia CHCI, procedeu-se à avaliação do fluxo de caixa regulatório considerando os dados fornecidos tanto pela NTS quanto pela ANP, com o objetivo de estimar a recuperação do capital investido na Malha SE pela transportadora NTS até o ano de 2025.

O primeiro cenário sob a ótica do CRN (**Cenário 3: CRN NTS**) foi calculado a partir de premissas alinhadas àquelas adotadas no Cenário 1 da metodologia CHCI (CHCI NTS), de modo a permitir comparabilidade entre os resultados. Especificamente:

- A receita máxima permitida (RMP) foi calculada com base nas tarifas contratuais multiplicadas pela capacidade contratada, conforme detalhado no 'Anexo 5.1 – RMP'.
- Os custos de Operação e Manutenção (O&M) e Despesas Gerais e Administrativas (G&A) foram considerados conforme os valores apresentados na Nota Técnica da ANP, em linha com o 'Anexo 5.2 – Custos Operacionais – ANP'.
- A depreciação contábil foi incorporada com base nos valores reportados no DRE da transportadora.
- A tributação foi considerada à alíquota de 34% sobre o EBIT (25% de IRPJ e 9% de CSLL).
- As parcelas de variação da necessidade líquida de capital de giro e de valor residual foram assumidas como nulas.
- Os investimentos (CAPEX) e a depreciação regulatória foram incorporados conforme os valores da "Planilha ANP – BRA NTS", devidamente atualizados para dezembro de 2025.
- Foram calculados os indicadores EBITDA, EBIT e NOPAT conforme metodologia previamente descrita.

Assim, o fluxo de caixa resultante encontra-se apresentado na tabela a seguir:

Tabela 5: Fluxo de Caixa Cenário 3 considerando metodologia CRN NTS e taxa de 7,25%

[M R\$ Dez 2025]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Receita Operacional Líquida		1.170,9	1.260,7	1.604,7	1.931,8	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.006	2.125	2.125	2.125	2.125	2.125	2.125	2.159	2.159	2.069	2.057	
O&M+G&A		387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	
EBITDA		783,1	872,9	1.216,9	1.544,0	1.617,8	1.617,8	1.617,8	1.617,8	1.617,8	1.617,8	1.737,4	1.737,4	1.737,4	1.737,4	1.737,4	1.737,4	1.771,4	1.771,4	1.680,8	1.669,6	
Depreciação contábil critério rateio (3)	-	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	211,2	156,6	191,2	161,0	141,1	139,2	134,7	134,7	
EBIT		581,2	670,9	1.015,0	1.342,1	1.415,8	1.415,8	1.415,8	1.415,8	1.415,8	1.415,8	1.535,4	1.535,4	1.526,2	1.580,8	1.546,1	1.576,4	1.630,3	1.632,2	1.546,1	1.534,9	
Tributos (IR+CSLL)		197,6	228,1	345,1	456,3	481,4	481,4	481,4	481,4	481,4	481	522	522	519	537	526	536	554	555	526	522	
NOPAT (lucro operacional após impostos) (1)		383,6	442,8	669,9	885,8	934,4	934,4	934,4	934,4	934,4	934,4	1.013,4	1.013,4	1.007,3	1.043,3	1.020,4	1.040,4	1.076,0	1.077,2	1.020,4	1.013,0	
CAPEX /Investimentos (2)	-	-	-	7.540,9	28,9	-	727,1	-	53,9	19,6	-	-	-	-	-	-	-	54,4	-	-	-	
Valor Residual (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Variação da Necessidade Líquida de Capital de Giro (5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
FCFF - Fluxo de Caixa Livre da Firma = (1) - (2) + (3) + (4) - (5)	-	9.697,3	585,5	644,8	6.669,0	1.058,9	1.136,4	409,3	1.136,4	1.082,5	1.116,8	1.136,4	1.215,3	1.215,3	1.218,5	1.199,9	1.211,7	1.201,4	1.162,7	1.216,4	1.155,1	1.147,7

Base de Ativos CRN (M R\$)	9.697,3	3.913,1	3.913,1	6.929,4	6.941,0	6.941,0	7.231,8	7.231,8	7.253,4	7.261,2	7.261,2	7.261,2	7.261,2	7.261,2	7.261,2	7.261,2	7.261,2	7.308,1	7.308,1	7.308,1	7.308,1
Depreciação regulatória (M R\$)	5.784,2	-	-	4.524,5	17,3	-	436,3	-	32,4	11,8	-	-	-	-	-	-	-	7,5	-	-	-

Valor Presente Líquido do Fluxo de Caixa Livre da Firma (M R\$)	5.520,8
---	---------

Taxa de Desconto do Fluxo de Caixa Livre da Firma	7,25%
Taxa Interna de Retorno depois dos impostos - WACC	2,11%

O fluxo de caixa indica que, ao se adotar uma **taxa de remuneração dos investimentos (DDI) de 7,25%**, o valor presente líquido (VPL) torna-se negativo em aproximadamente R\$ 5,5 bilhões. Esse resultado evidencia que, sob essas premissas, o fluxo obtido **não seria suficiente para remunerar e amortizar a totalidade do capital investido** ao custo de capital considerado.

Esse resultado contrasta de forma significativa com o cenário baseado na metodologia de valoração da BRA pelo CHCI, no qual obtém-se um VPL positivo da ordem de R\$ 4 bilhões e uma TIR próxima de 20%. Já no cenário alternativo do CRN, observa-se uma reversão substancial desses indicadores, com **VPL negativo de R\$ 5,5 bilhões e TIR estimada em 2,11%**, patamar inferior à taxa de remuneração adotada como premissa.

Essa mudança evidencia que as **escolhas metodológicas**, em especial aquelas relacionadas à valoração da base de ativos, exercem impacto determinante sobre os resultados econômico-financeiros do projeto. Em termos práticos, tais premissas não apenas alteram a percepção sobre a recuperação do capital investido, como também influenciam diretamente a conclusão quanto à existência (ou não) de valor residual a ser considerado no próximo ciclo tarifário. Diante disso, torna-se essencial que essas definições sejam avaliadas com elevado grau de rigor técnico, uma vez que condicionam de forma decisiva os resultados da análise e suas implicações regulatórias.

Como o valor presente dos investimentos, considerando uma taxa de remuneração de 7,25%, nesse cenário é **R\$ 16,4 bilhões**, podemos indicar o **valor presente do fluxo de caixa de R\$ 10,8 bilhões ainda não remunerou a totalidade dos investimentos**.

Cabe destacar que o VPL do fluxo de caixa operacional é idêntico nos cenários 1 (CHCI NTS) e 3 (CRN NTS), uma vez que ambos adotam as mesmas premissas de receita, custos operacionais, depreciação contábil e tributos. Por outro lado, o valor presente dos investimentos difere substancialmente entre os cenários, refletindo as distintas metodologias de valoração da base de ativos.

Conforme evidenciado no gráfico de evolução da base de ativos bruta, na metodologia CHCI os investimentos estão mais distribuídos ao longo do tempo e partem de uma base inicial reduzida (aproximadamente R\$ 168 milhões). Já na metodologia CRN, os investimentos apresentam maior concentração em períodos específicos e incorporam uma base inicial significativamente mais elevada, da ordem de R\$ 9 bilhões, em função da não consideração dos ativos já depreciados sob a ótica regulatória.

Essa diferença implica que, sob a metodologia CRN, o montante de capital a ser remunerado seria substancialmente superior ao fluxo de caixa operacional gerado. Como resultado, observa-se um **descompasso econômico-financeiro**, indicando que **ainda restaria um valor da ordem de R\$ 5,5 bilhões a ser recuperado** pela transportadora para que o projeto atingisse o equilíbrio ao nível de remuneração considerado.

Adicionalmente, também foi realizada a análise de sensibilidade considerando uma **taxa de remuneração dos investimentos de 12%**, adotada como cenário alternativo diante da incerteza quanto à taxa de retorno implícita no contrato legado.

Nesse cenário, o valor da base de ativos necessário para zerar o VPL do fluxo de caixa sem investimentos seria de aproximadamente **R\$ 7,5 bilhões**. O valor presente dos investimentos, por

sua vez, seria de cerca de **R\$ 15,4 bilhões**. Essa diferença evidencia que, sob uma taxa de referência mais elevada, o valor sem amortizar dos investimentos é ainda maior. Em termos econômicos, isso indica que o aumento da taxa de retorno exigida amplia o descasamento entre os fluxos de caixa gerados e o volume de investimentos realizados. Como consequência, a distância entre o VPL do fluxo de caixa sem investimentos e o VPL dos investimentos na metodologia CRN se torna acentuada, reforçando a conclusão de que, nesse cenário, a transportadora não teria recuperado integralmente o capital investido.

Esses achados reforçam a **elevada sensibilidade dos resultados à metodologia de valoração da base de ativos** e evidenciam a discrepância entre os valores obtidos sob diferentes abordagens, levantando questionamentos relevantes quanto à adequação das premissas adotadas, em especial na avaliação conduzida pela KPMG. Os resultados podem ser sintetizados pela tabela abaixo:

Tabela 6: Comparativo entre Base Bruta e Valor Presente do Fluxo de Caixa - CRN

		Comparativo da Base Bruta e Valor Presente do Fluxo de Caixa		
Metodologia	Taxa de Ref.	Valor Presente do Fluxo de Caixa sem investimentos - Valor econômico obtido pela NTS (Malha SE) [M R\$ Dez25]	Valor presente dos investimentos Malha SE [M R\$ Dez25]	VP da receita faltante ² (Malha SE) [M R\$ Dez25]
CRN	7,25%	R\$ 10.846,5	R\$ 16.367,3	5.520,8
	12%	R\$ 7.509,9	R\$ 15.488,2	7.978,3

Fonte: Elaboração própria, 2026

Como é possível verificar na Tabela 6, os investimentos valorizados com o método CRN proposto pela NTS ainda não foram amortizados e remunerados, ficando um valor residual positivo.

Cabe destacar que o valor de CNR apresentado pela NTS não corresponde ao valor bruto da Base de Remuneração Regulatória (BRA) da Malha SE. A própria ANP identificou inconsistências relevantes, notadamente no que se refere **às datas de entrada em operação dos ativos, que em diversos casos são anteriores às consideradas no processo de valoração adotado pela transportadora.**

Adicionalmente, **conforme detalhado na seção 4 Crítica da valorização CRN proposta pela NTS, os valores unitários utilizados pela NTS na valoração da BRA da Malha SE não se mostram representativos das condições típicas do setor.** Tais valores foram derivados de uma amostra

² Representa o VP da receita que ainda deveria receber a NTS para que o VP do fluxo de caixa da Malha SE seja 0.

limitada de gasodutos de transporte construídos em um contexto atípico, marcado pelos efeitos da pandemia, o que compromete sua adequação como referência regulatória.

Na referida seção, realiza-se uma análise comparativa com outros projetos de gasodutos e respectivos custos unitários, evidenciando que os parâmetros adotados pela NTS resultam numa sobreavaliação dos ativos. Em consequência, o valor estimado apresenta-se elevado e pouco aderente às condições estruturais do setor, reduzindo sua confiabilidade para fins de determinação da BRA.

Para evidenciar o elevado nível de valorização proposto pela NTS, com base nos resultados apresentados na Tabela 6, observa-se que, para que tais ativos sejam integralmente remunerados, **seria necessário que a NTS mantivesse as tarifas dos contratos legados da Malha Sudeste por um período adicional de aproximadamente 20 anos, o que implicaria a duplicação da duração originalmente contratada** (contrato legado) (O valor presente do fluxo de caixa obtido é R\$ 7,5 Bilhões e ainda ficam por remunerar R\$ 7,9 Bilhões).

Adicionalmente, mesmo considerando uma taxa de remuneração do capital de 7,25%, a amortização e a adequada remuneração dos investimentos avaliados pelo método do Custo Novo de Reposição (CNR) proposto pela NTS demandariam um período adicional de cerca de 10 anos com a manutenção das tarifas contratuais, equivalente a aproximadamente metade do prazo originalmente estabelecido (O valor presente do fluxo de caixa obtido é R\$ 10,8 Bilhões e ainda ficam por remunerar R\$ 5,5 Bilhões).

Diante desses elementos, infere-se que **a aplicação do método CNR pela NTS no cálculo da Base Regulatória de Ativos (BRA) teve como principal finalidade sustentar uma manutenção inapropriada das receitas atualmente auferidas pelos gasodutos da Malha SE.**

Diante disso, torna-se ainda mais relevante a avaliação do **Cenário 4 (CRN NTS – DRE)**, construído com base nos valores reportados pela própria transportadora em seus demonstrativos financeiros. O objetivo é verificar a consistência e a robustez dos resultados obtidos, à semelhança do exercício realizado no Cenário 2 (CHCI NTS – DRE) sob a metodologia CHCI. Nesse contexto, os Cenários 3 (CRN NTS) e 4 (CRN NTS – DRE) diferenciam-se essencialmente pelas premissas adotadas para a formação das receitas e dos custos operacionais, conforme descrito a seguir:

Tabela 7: Comparativo premissas Cenários 3 e 4 (CRN)

	CRN	
	Cenário 3 (CRN NTS)	Cenário 4 (CRN NTS – DRE)
Receita Operacional Líquida	Tarifa anual x Capacidade Contratada por ano ('Anexo 5.1')	Receita Operacional Líquida DRE X Critério de rateio para Malhas SE (com base na capacidade contratada) <ul style="list-style-type: none"> • Considera-se 28% como proporção da Malha SE em relação à capacidade total contratada da NTS.

O&M+G&A	<p>NOTA TÉCNICA Nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ</p> <p>Específico MALHAS SE</p>	<p>Processo nº 48610.228149/2022-13 - Planilha O&M e G&A Alocados_ao_Malhas_SE_2017_2024.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Valores de 2006 e 2007 retirados do DRE (malhas SE representa ativo mais antigo da NTS, portanto entende-se consistente considerar esses valores reportados no DRE nos primeiros 2 anos como correspondentes ao ativo Malha SE); • Valores posteriores a 2007 e anteriores a 2017 consideram média de impacto dos custos operacionais de 2017-2024 em relação à Base de Ativos. • Valores de 2017 a 2024 utilizam valores reportados na planilha O&M e G&A NTS. • 2025 utiliza valores reportados na NOTA TÉCNICA Nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ.
Depreciação contábil	<p>Depreciação DRE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Depreciação evidenciada no DRE a partir de 2017; • Em anos anteriores a 2017, utiliza-se o valor de depreciação de 2017 como o valor mais atualizado (premissa conservadora). • Em 2025, considera-se mesmo valor de depreciação de 2024. 	<p>Depreciação DRE</p> <ul style="list-style-type: none"> • Depreciação evidenciada no DRE a partir de 2017; • Em anos anteriores a 2017, utiliza-se o valor de depreciação de 2017 como o valor mais atualizado (premissa conservadora). • Em 2025, considera-se mesmo valor de depreciação de 2024.
Tributos	34% EBIT	34% EBIT
CAPEX/Investimentos	Planilha ANP – BRA NTS	Planilha ANP – BRA NTS

Fonte: Elaboração própria, 2026

Assim, foi criado um novo fluxo de caixa, ainda sob a metodologia de valoração dos ativos pelo CRN, com base nos dados reportados pela NTS, porém utilizando, neste caso, valores contábeis extraídos dos demonstrativos financeiros da transportadora. O fluxo de caixa resultante pode ser visualizado a seguir:

Tabela 8: Fluxo de Caixa Cenário 4 considerando metodologia CRN NTS com base nas informações do DRE e taxa de 7,25%

[M R\$ Dez 2025]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Recita Operacional Líquida critério rateio (Dez/25)		1.066,6	1.057,9	1.604,7	1.931,8	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.125,1	2.045,5	2.020,1	2.053,7	2.034,5	2.058,2	2.071,8	2.138,1	2.135,0	2.057,3	
O&M+G&A critério rateio (Dez/25)		38,5	113,2	389,3	390,0	390,0	406,3	406,3	407,5	408,0	408,0	408,0	429,5	450,2	458,2	478,6	427,5	330,4	347,4	350,0	387,7	
EBITDA		1.028,0	944,7	1.215,3	1.541,8	1.615,5	1.599,2	1.599,2	1.598,0	1.597,5	1.597,5	1.717,1	1.616,0	1.569,8	1.595,4	1.555,9	1.630,6	1.741,4	1.790,7	1.785,1	1.669,6	
Depreciação contábil critério rateio (3)		202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	211,2	156,6	191,2	161,0	141,1	139,2	134,7	134,7	
EBIT		826,1	742,7	1.013,4	1.339,8	1.413,6	1.397,2	1.397,2	1.396,0	1.395,6	1.395,6	1.515,2	1.414,1	1.358,7	1.438,8	1.364,6	1.469,7	1.600,4	1.651,5	1.650,4	1.534,9	
Tributos (IR+CSLL) 34% EBIT		280,9	252,5	344,5	455,5	480,6	475,1	475,1	474,6	474,5	474,5	515,2	480,8	461,9	489,2	464,0	499,7	544,1	561,5	561,1	521,9	
NOPAT (lucro operacional após impostos) (1)		545,2	490,2	668,8	884,3	933,0	922,2	922,2	921,4	921,1	921,1	1.000,0	933,3	896,7	949,6	900,6	970,0	1.056,2	1.090,0	1.089,2	1.013,0	
CAPEX /Investimentos (2)	-	-	-	7.541	29	-	727	-	54	20	-	-	-	-	-	-	-	54	-	-	-	
Valor Residual (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Varição da Necessidade Líquida de Capital de Giro (5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
FCFF - Fluxo de Caixa Livre da Firma = (1) - (2) + (3) + (4) - (5)	-	9.697,3	747,2	692,2	6.670,1	1.057,4	1.134,9	397,0	1.124,1	1.069,4	1.103,4	1.123,0	1.202,0	1.135,2	1.107,9	1.106,2	1.091,9	1.130,9	1.142,9	1.229,2	1.223,9	1.147,7

Base de Ativos CRN (M R\$)	9.697,3	3.913,1	3.913,1	6.929,4	6.941,0	6.941,0	7.231,8	7.231,8	7.253,4	7.261,2	7.261,2	7.261,2	7.261,2	7.261,2	7.261,2	7.261,2	7.261,2	7.308,1	7.308,1	7.308,1	7.308,1
Depreciação regulatória (M R\$)	5.784,2	-	-	4.524,5	17,3	-	436,3	-	32,4	11,8	-	-	-	-	-	-	-	7,5	-	-	-

Valor Presente Líquido do Fluxo de Caixa Livre da Firma (M R\$)	-	5.538,3
---	---	---------

Taxa de Desconto do Fluxo de Caixa Livre da Firma	7,25%
Taxa Interna de Retorno (a.a.) - WACC 1	1,99%

Apesar da adoção de premissas distintas para a Receita Operacional Líquida (RMP) e para os custos operacionais (O&M + G&A), e mantendo-se constantes os valores de CAPEX/investimentos e de depreciação regulatória apresentados na “Planilha ANP – BRA NTS”, os resultados permanecem consistentes com aqueles observados no cenário anterior (Cenário 3 CRN NTS). Considerando uma taxa de desconto de 7,25%, o valor presente líquido (VPL) do fluxo de caixa permanece **negativo em aproximadamente R\$ 5,5 bilhões**, com uma taxa interna de retorno (**TIR**) **estimada em 1,99%**. Esses resultados reforçam a conclusão de que, sob essa abordagem, a transportadora não teria recuperado integralmente o capital investido.

Diante disso, torna-se relevante avançar para a análise do CRN com base nos **valores revisados pela ANP**, os quais incorporam a depreciação calculada a partir da data efetiva de imobilização de cada ativo (considerando prazo máximo de 30 anos para depreciação dos ativos). Nesse contexto, é importante destacar que os valores de CAPEX permanecem os mesmos considerados no cenário anterior do CRN, sendo alterados apenas os valores de depreciação regulatória e, conseqüentemente, o nível da base de ativos inicial.

Sob essa ótica, a aplicação da metodologia regulatória resulta em uma base de ativos inicial nula, uma vez que os ativos implantados até 2005 são considerados totalmente depreciados (isso é, possuem mais de 30 anos). Essa premissa altera de forma significativa a dinâmica do fluxo de caixa, ao eliminar a necessidade de remuneração sobre uma base inicial relevante, conforme evidenciado na tabela que apresenta o cálculo do fluxo de caixa do **Cenário 5 (CRN ANP)**, conforme demonstrado a seguir.

Tabela 9: Fluxo de Caixa Cenário 5 considerando metodologia CRN ANP e taxa de 7,25%

[M R\$ Dez 2025]	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Receita Operacional Líquida		1.170,9	1.260,7	1.604,7	1.931,8	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.125,1	2.125,1	2.125,1	2.125,1	2.125,1	2.125,1	2.159,1	2.159,1	2.068,6	2.057,3
O&M+G&A		387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7	387,7
EBITDA		783,1	872,9	1.216,9	1.544,0	1.617,8	1.617,8	1.617,8	1.617,8	1.617,8	1.617,8	1.737,4	1.737,4	1.737,4	1.737,4	1.737,4	1.737,4	1.771,4	1.771,4	1.680,8	1.669,6
Depreciação contábil (3)	-	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0	211,2	156,6	191,2	161,0	141,1	139,2	134,7	134,7
EBIT		581,2	670,9	1.015,0	1.342,1	1.415,8	1.415,8	1.415,8	1.415,8	1.415,8	1.415,8	1.535,4	1.535,4	1.526,2	1.580,8	1.546,1	1.576,4	1.630,3	1.632,2	1.546,1	1.534,9
Tributos (IR+CSLL)		198	228	345	456	481	481	481	481	481	481	522	522	519	537	526	536	554	555	526	522
NOPAT (lucro operacional após impostos) (1)		383,6	442,8	669,9	885,8	934,4	934,4	934,4	934,4	934,4	934,4	1.013,4	1.013,4	1.007,3	1.043,3	1.020,4	1.040,4	1.076,0	1.077,2	1.020,4	1.013,0
CAPEX /Investimentos (2)	-	-	-	7.541	29	-	727	-	54	20	-	-	-	-	-	-	-	54	-	-	-
Valor Residual (4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variação da Necessidade Líquida de Capital de Giro (5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FCFF - Fluxo de Caixa Livre da Firma = (1) - (2) + (3) + (4) - (5)	-	585,5	644,8	6.669,0	1.058,9	1.136,4	409,3	1.136,4	1.082,5	1.116,8	1.136,4	1.215,3	1.215,3	1.218,5	1.199,9	1.211,7	1.201,4	1.162,7	1.216,4	1.155,1	1.147,7
Base de Ativos CRN (M R\$)	9.697,3	-	-	3.142,3	3.155,4	3.155,4	3.529,1	3.529,1	3.561,1	3.573,3	3.573,3	3.573,3	3.573,3	3.573,3	3.573,3	3.573,3	3.573,3	3.620,8	3.620,8	3.620,8	3.620,8
Depreciação regulatória (M R\$)	9.697,3	-	-	4.398,6	15,7	-	353,5	-	21,9	7,4	-	-	-	-	-	-	-	6,9	-	-	-

Valor Presente Líquido do Fluxo de Caixa Livre da Firma (M R\$) **R\$ 4.176,44**

Taxa de Desconto do Fluxo de Caixa Livre da Firma **7,25%**
 Taxa Interna de Retorno depois dos impostos - WACC **19,71%**

A análise do Cenário 5 (CRN ANP) indica um comportamento substancialmente distinto dos cenários anteriores sob o CRN (Cenários 3: CRN NTS e 4: CRN NTS – DRE), mas muito similar aos cenários 1 e 2 (CHCI NTS e CHCI NTS – DRE). O fluxo de caixa passa a apresentar um **valor presente líquido positivo de aproximadamente R\$ 4,2 bilhões**, com uma **taxa interna de retorno (TIR) após impostos de 19,71%**.

Esse resultado se aproxima dos valores obtidos sob a metodologia CHCI, o que pode ser atribuído à convergência das principais premissas operacionais adotadas, especialmente no que se refere à RMP, aos custos operacionais (O&M e G&A), à depreciação contábil e, por consequência, à formação do fluxo de caixa operacional. Embora existam diferenças relevantes na distribuição temporal e na magnitude dos investimentos entre os cenários, o tratamento regulatório da depreciação exerce papel decisivo na convergência dos resultados, na medida em que reduz substancialmente a base de ativos passível de remuneração.

Em termos práticos, isso indica que, ainda que distintas metodologias de valoração dos ativos possam produzir trajetórias diferentes para a base bruta de investimentos, a consideração da depreciação regulatória a partir da data de imobilização de cada ativo tende a aproximar a percepção econômica do valor residual efetivamente remanescente. Trata-se, portanto, de um critério metodológico mais aderente à realidade física e econômica dos ativos, pois reconhece o efetivo consumo de sua vida útil ao longo do tempo, independentemente da data de início do contrato legado.

3.2.3 Conclusões sobre a possibilidade de empregar a metodologia CRM

A primeira conclusão que é possível obter da avaliação desenvolvida é que, com base em informações públicas ou critérios regulatórios, é possível construir um fluxo de caixa da Malha SE que permita a aplicação da metodologia RCM estabelecida na Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026 para estimar a base de ativos líquida inicial para o período 2026-2030. A análise confirma que com os dados disponível é possível realizar uma reconstrução razoável da evolução histórica da Malha SE, para a metodologia RCM e evitar o risco de uma dupla remuneração dos ativos dessa rede.

À luz das análises realizadas, também observa-se que os resultados são altamente sensíveis à metodologia de valoração da base de ativos adotada. A comparação entre os cenários evidencia uma divergência material entre os métodos CHCI e CRN.

Os cenários baseados na metodologia CHCI, bem como o cenário do CRN ajustado pela ANP com a exclusão dos ativos com mais de 30 anos em operação, indicam que a transportadora já teria recuperado integralmente o capital investido na Malha Sudeste, apresentando, inclusive, retornos substancialmente superiores ao correspondente ao investimento desenvolvido com taxas de remuneração dos investimentos de 7,25% e 12%. Por outro lado, os cenários fundamentados nos valores de reposição reportados pela NTS (desenvolvido pela consultora KPMG) sob a metodologia CRN apontam para uma situação oposta, na qual o capital ainda não teria sido plenamente amortizado.

Essa divergência decorre, fundamentalmente, do valor bruto e a data de ativação dos investimentos.

Nesse contexto, **é necessário recomendar a aplicação da metodologia RCM**, proposta na resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026, **para evitar a dupla remuneração dos investimentos vinculados**

na Malha SE, uma vez que há evidências de que a totalidade dos investimentos vinculados na Malha Sudeste já foram adequadamente remunerados e amortizados ao longo da vigência do contrato legado. Observa-se que apenas os cenários em que os investimentos são valorados com base na metodologia de CNR apresentada pela NTS resultam em um valor residual distinto de zero para a malha SE. No entanto, conforme evidenciado ao longo deste relatório, a metodologia de CNR proposta pela transportadora apresenta deficiências relevantes, particularmente no que se refere às datas de entrada em operação dos gasodutos e aos valores unitários adotados na avaliação, conforme é detalhado na próxima seção.

4 Crítica da valorização CRN proposta pela NTS

4.1 Amostra de gasodutos empregados para a estimação dos valores unitários

A metodologia de valorização da Base de Remuneração Regulatória de Ativos (BRA) proposta pela NTS, baseada no Custo de Reposição Novo (CRN) e embasada por estudo elaborado pela consultora KPMG, fundamenta-se na estimativa de um custo unitário de gasodutos expresso em R\$/km·pol, a partir de um conjunto muito restrito de ativos de referência. De acordo com as informações fornecidas pela ANP na consulta pública nº03/2026, arquivo “Planilha ANP – BRA NTS”, tal estimativa foi construída com base essencialmente em três gasodutos: i) GASIG; ii) Terminal Gás Sul e iii) Gasoduto Subida da Serra.

Os dados físicos desses gasodutos são apresentados a seguir:

Tabela 10: Amostra de gasodutos empregados no cálculo do valor unitário de gasodutos

Gasoduto	Extensão (km)	Diâmetro (pol)
GASIG	11,0	24
Terminal Gás Sul	32,7	20
Subida da Serra	31,5	20

Fonte: Arquivo avaliacao_nts_anp

Por outro lado, a Malha Sudeste (SE) é composta por gasodutos troncais de grande porte, com características significativamente distintas, conforme ilustrado a seguir:

Tabela 11: Características físicas dos gasodutos da malha sudeste

Gasoduto	Extensão (km)	Diâmetro (pol)
GASAN	20,5	12
GASBEL	356,0	16
GASCAR	456,0	28
GASPAL	328,0	22
GASVOL	95,0	18
RAMAL 16' (ANÉL DE GÁS)	2,5	16
RAMAL 20' (ANÉL DE GÁS)	2,4	20
RAMAL ESVOL-TEVOL	5,0	14

Fonte: Arquivo avaliacao_nts_anp

A comparação direta entre os dois conjuntos evidencia uma diferença estrutural significativa em termos de escala e características técnicas.

Em primeiro lugar, observa-se que os gasodutos utilizados como referência possuem extensões bastante reduzidas, variando entre aproximadamente 11 km e 32 km, enquanto os principais gasodutos da Malha Sudeste apresentam extensões superiores a 300 km (GASBEL 356 km, GASCAR 456 km e GASPAL 328 km). Isso implica uma diferença de ordem de grandeza entre os ativos de referência e os ativos efetivamente valorados.

Adicionalmente, a extensão total da amostra utilizada (75,2 km) representa uma fração extremamente reduzida quando comparada à extensão total da rede de transporte de gás natural no Brasil, que supera vários milhares de quilômetros (9.000 quilômetros de rede aprox.). Nesse contexto, pode-se afirmar que **a amostra utilizada corresponde a menos de 5% da extensão total** da rede de transporte nacional, evidenciando sua **baixa representatividade em termos sistêmicos**.

Do ponto de vista econômico, essa diferença é crítica, uma vez que projetos de infraestrutura linear apresentam **economias de escala** relevantes. Gasodutos de maior extensão tendem a diluir custos fixos de engenharia, mobilização, licenciamento e implantação, resultando em custos unitários inferiores. Por outro lado, projetos de pequena extensão (como os utilizados na amostra) apresentam custos unitários mais elevados devido à menor diluição desses componentes. Dessa forma, a extrapolação direta de custos unitários derivados de gasodutos curtos para gasodutos troncais de longa distância tende a gerar uma **superestimação sistemática do valor de reposição**.

Adicionalmente, verifica-se que a amostra utilizada apresenta **baixa variabilidade em termos de diâmetro**, concentrando-se nos diâmetros de 20 a 24 polegadas, enquanto a Malha Sudeste contempla uma gama mais ampla de diâmetros, incluindo dutos de maior capacidade (26" e 28") e também de menor porte (16"). Essa limitação reduz a capacidade da amostra de capturar adequadamente os efeitos de escala associados ao diâmetro, que impactam diretamente os custos de materiais, construção e operação.

Outro aspecto relevante diz respeito à própria natureza funcional dos ativos. Os gasodutos utilizados como referência parecem corresponder a projetos de menor escala e associados a interligações ou conexões específicas, enquanto a Malha Sudeste é composta majoritariamente por gasodutos troncais de transporte de longa distância, com características operacionais, hidráulicas e construtivas distintas. Essa **diferença funcional** reforça a inadequação da amostra como base para inferência de custos unitários representativos.

Cabe destacar ainda que a amostra utilizada, composta por apenas três ativos, é extremamente limitada do ponto de vista estatístico e regulatório. Considerando a extensão e a heterogeneidade da Malha Sudeste, essa base amostral não é suficiente para capturar a diversidade de condições técnicas, geográficas e operacionais do sistema, configurando um claro **problema de representatividade e potencial viés de seleção** (*sample bias*).

Diante desse conjunto de evidências, entende-se que o custo unitário derivado a partir dos gasodutos GASIG, Terminal Gás Sul e Subida da Serra não pode ser considerado representativo da estrutura de custos da Malha Sudeste. A aplicação direta desse unitário para valorar ativos como GASCAR, GASPAL

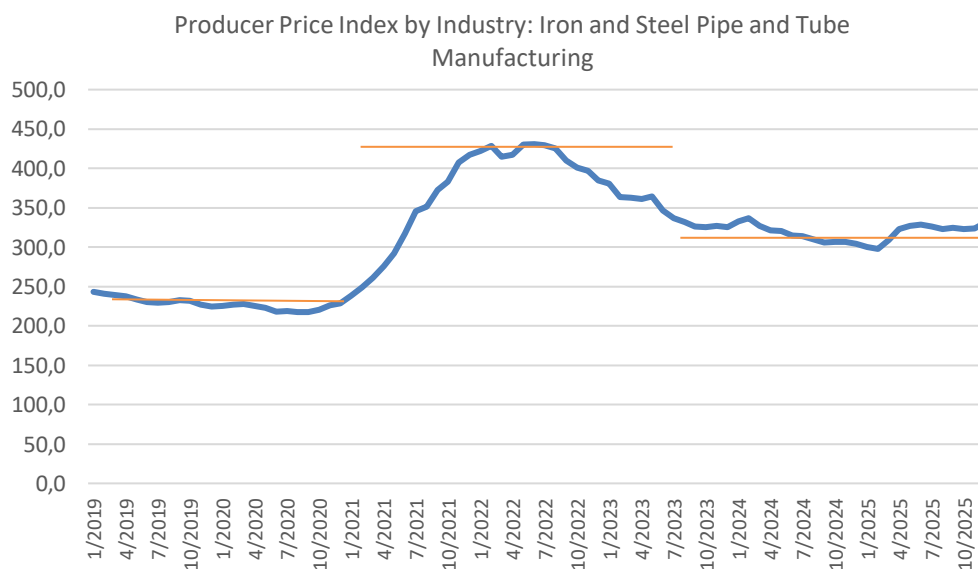
e GASBEL implica a transferência de parâmetros de projetos de pequena escala para ativos de grande porte, sem a devida consideração das economias de escala e das diferenças técnicas envolvidas.

Adicionalmente às limitações de representatividade física e estatística da amostra utilizada no estudo de valorização do Custo de Reposição Novo (CRN), observa-se um aspecto metodológico adicional que merece atenção, o **viés temporal** associado ao período de construção dos ativos de referência.

Os gasodutos utilizados como base para a estimativa do custo unitário: i) GASIG: 31/03/2024; ii) Terminal Gás Sul: 22/06/2022 e iii) Subida da Serra: 23/09/2021, entraram em operação em período posterior à pandemia de COVID-19, o que implica que suas decisões de investimento e execução de obras ocorreram durante um período caracterizado por forte volatilidade e elevação excepcional dos custos de insumos industriais, especialmente o aço.

A análise da evolução do índice de preços ao produtor (PPI) para a manufatura de tubos de aço e ferro, com base em dados do Federal Reserve (FRED), corrobora essa dinâmica. Observa-se que, em 2019, o índice médio situava-se em aproximadamente 233, seguido por uma leve retração em 2020, para cerca de 223. Em 2021, contudo, verifica-se um aumento expressivo, com o índice alcançando aproximadamente 326, culminando em um pico em 2022, quando atingiu valores médios próximos de 416 — o que representa uma elevação superior a 75% em relação ao período pré-pandemia. Embora haja uma acomodação parcial em 2023, com o índice recuando para cerca de 346, os níveis permanecem significativamente acima do patamar histórico, com tendência de redução apenas nos anos subsequentes.

Figura 2: Evolução do PPI Index for Iron and Steel Pipe and Tube



Fonte: Federal Reserve (FRED)

Tabela 12: Evolução do PPI Index for Iron and Steel Pipe and Tube (media anual)

Ano	PPI: Iron and Steel Pipe and Tube Index
2019	233,3
2020	223,0
2021	325,9
2022	415,9
2023	345,9
2024	316,6
2025	319,7

Fonte: Federal Reserve (FRED)

Essa evolução evidencia que o período de 2020–2023 correspondeu a um choque exógeno relevante de custos, amplamente documentado em estudos internacionais sobre cadeias de suprimentos, aumento do preço do aço e disrupções logísticas pós-pandemia.

Nesse contexto, os gasodutos utilizados como referência no estudo de CRN ou VRN foram desenvolvidos precisamente durante o período de maior pressão inflacionária sobre os custos de materiais e construção, o que implica que seus custos de investimento refletem **condições excepcionais de mercado**, e não necessariamente condições normais ou eficientes de reposição de ativos. Nesse sentido podemos mencionar o relatório anual do *Council of Supply Chain Management Professionals (CSCMP)*, que indicou que os custos logísticos totais cresceram 22,4% em 2021, atingindo o maior nível em mais de uma década, com aumentos expressivos nos custos de transporte, armazenagem e capital.

Do ponto de vista regulatório, esse aspecto é particularmente relevante, uma vez que o conceito de Custo de Reposição Novo **deve refletir o custo de reconstrução da infraestrutura em condições eficientes, estáveis e representativas de longo prazo**, e não custos observados em períodos de disrupção econômica.

A utilização de ativos construídos durante um ciclo atípico de preços, sem a devida normalização ou ajuste temporal, tende a introduzir um viés ascendente na estimativa do custo unitário. Tal viés é potencializado pelo fato de que a amostra já é reduzida e concentrada, o que amplifica o impacto de valores atípicos.

Dessa forma, a metodologia adotada incorre em um duplo problema:

- Por um lado, utiliza uma amostra limitada e não representativa em termos físicos e operacionais;
- Por outro, baseia-se em ativos cujos custos refletem um período excepcional de inflação de insumos, particularmente aço, essencial na construção de gasodutos.

Como consequência, há um **risco relevante de que o custo de reposição novo (CRN) proposto pela NTS de R\$ 16,6 bilhões, esteja superavaliado**, refletindo mais as características específicas dos projetos de referência do que os custos reais de reposição da infraestrutura principal da Malha Sudeste.

Nesse contexto, recomenda-se que a **ANP reavalie a amostra utilizada na estimativa do custo unitário**, considerando a incorporação de um conjunto mais amplo e representativo de ativos, ou **alternativamente a aplicação de ajustes metodológicos** que capturem adequadamente os efeitos de escala, diversidade de diâmetros e diferenças funcionais da malha. Tal aprimoramento é fundamental para assegurar a consistência econômica da base regulatória e evitar a sobrevalorização dos ativos remuneráveis.

4.2 Comparativo com uma amostra de gasodutos da região.

Para avaliar a razoabilidade do Custo de Reposição Novo (CRN) ou Valor Novo de Reposição (VNR) estimado pela NTS, foi realizada uma análise comparativa dos custos unitários de reposição (expressos em R\$/m-pol) entre os gasodutos da Malha Sudeste e um conjunto de gasodutos de referência localizados nos países de Bolívia e Colômbia. Todos os valores foram expressos em moeda constante de dezembro de 2025, de modo a assegurar a comparabilidade temporal dos dados.

No caso da Malha Sudeste operada pela NTS, foram considerados os gasodutos GASAN, GASBEL, GASCAR, GASPAL, GASVOL e o Ramal 16" (Anel de Gás). Os valores observados de CRN unitário para esses ativos situam-se no intervalo entre 557,23 e 619,14 R\$/m-pol.

Para a Colômbia, foram analisados 4 gasodutos da "Transportadora de Gas Internacional" (TGI): TGI 1, TGI 2, TGI 3 e TGI 4, cujas extensões mudam entre aproximadamente 120 km e 579 km, com diâmetros entre 6" e 20". Os valores de CRN unitário observados para esses ativos situam-se entre 193,66 e 264,14 R\$/m-pol, significativamente inferiores aos verificados na Malha Sudeste.

No caso da Bolívia, também foram avaliados 4 gasodutos de transporte da empresa YPFB denominados: YPFB TR 1, YPFB TR 2, YPFB TR 3 e YPFB TR 4. Esses gasodutos apresentam extensões de 14 km até 65,63 km, com diâmetros entre 10" e 16". Os valores de CRN unitário variam entre 241,35 e 401,26 R\$/m-pol, também abaixo dos valores observados para os ativos da NTS.

A análise comparativa evidencia que **os valores unitários de CRN da NTS se posicionam sistematicamente acima dos valores observados nos sistemas de referência considerados**, tanto na Colômbia quanto na Bolívia, em todos os casos analisados.

Especificamente, em relação aos gasodutos colombianos, cujos valores máximos atingem 264,14 R\$/m-pol, os ativos da NTS apresentam custos unitários aproximadamente entre 111% e 220% superiores. Já na comparação com os gasodutos bolivianos, cujos valores máximos alcançam 401,26 R\$/m-pol, os valores da NTS situam-se entre 39% e 157% acima, dependendo do ativo considerado.

Esses resultados indicam que os custos unitários adotados para a Malha Sudeste se encontram em **patamar significativamente superior aos observados em sistemas comparáveis na região**, o que reforça a necessidade de uma análise mais aprofundada sobre a consistência metodológica e os parâmetros utilizados na estimativa do CRN proposta pela transportadora.

Tabela 13: Comparativo gasodutos Malha Sudeste com gasodutos da Bolívia e Colômbia (R\$/m-pol)

Pais	Gasoduto	Longitude (km)	Diâmetro (pol)	VRN/km (R\$ M/km)	VRN (R\$/m-pol)
Colômbia	TGI 1	578,86	18,00	3,49	193,66
	TGI 2	123,44	20,00	4,06	203,10
	TGI 3	120,42	6,00	1,32	220,33
	TGI 4	147,27	11,00	2,91	264,14
Bolívia	YPFB TR 1	65,63	10,00	3,73	373,27
	YPFB TR 2	14,00	12,00	3,03	252,21
	YPFB TR 3	25,00	12,00	2,90	241,35
	YPFB TR 4	65,00	16,00	6,42	401,26
Brasil	GASAN	20,50	12,00	7,43	619,14
	GASBEL	356,00	16,00	9,21	575,80
	GASCAR	456,00	28,00	15,60	557,23
	GASPAL	328,00	22,00	12,26	557,23
	GASVOL	95,00	18,00	10,48	581,99
	RAMAL 16' (ANÉL DE GÁS)	2,50	16,00	9,21	575,80

Fonte: Elaboração própria com dados públicos

Adicionalmente, incorpora-se à análise comparativa um conjunto de gasodutos localizados no Chile, cujos valores de VRN unitário (R\$/m-pol) foram obtidos a partir de um estudo de valorização de ativos realizado no ano 2024 pela “Comisión Nacional de Energía” (CNE) do país.

Os ativos considerados correspondem ao **Gasoduto NorAndino** e ao **Gasoduto Electrogas**. O Gasoduto NorAndino apresenta uma extensão de aproximadamente **354,25 km** e diâmetro de **12”**, enquanto o Gasoduto Electrogas possui cerca de **165,73 km** de extensão e diâmetro de **24”**. Ambos ativos apresentam características físicas compatíveis com aquelas observadas na Malha Sudeste da NTS, especialmente no que se refere à ordem de grandeza das extensões e à faixa de diâmetros, o que os torna referências adequadas para fins comparativos.

No que se refere aos valores unitários de CRN, observam-se níveis de **322,76 R\$/m-pol** para o Gasoduto NorAndino e **179,57 R\$/m-pol** para o Gasoduto Electrogas. Tais valores situam-se significativamente abaixo do intervalo verificado para os gasodutos da Malha Sudeste, cujos valores variam entre **557,23 e 619,14 R\$/m-pol**.

Em termos relativos, os valores unitários empregados no estudo CNR da NTS posicionam-se acima dos observados no estudo CNR de Chile, desenvolvido apenas um ano após. Em comparação ao Gasoduto NorAndino, os valores da Malha Sudeste são aproximadamente entre **73% e 92% superiores**. Já em relação ao Gasoduto Electrogas, as diferenças são ainda mais expressivas, situando-se entre cerca de **210% e 245% acima**, dependendo do ativo considerado.

Nesse sentido devemos indicar que o gasoduto NorAndino é um gasoduto construído na Cordilheira dos Andes que une Chile e Argentina e ainda assim apresenta um custo unitário menor.

Ambos resultados indicam que os custos unitários de reposição adotados para a Malha Sudeste são superiores aos observados em sistemas comparáveis na região. Tal evidência sugere a necessidade

de uma **avaliação mais aprofundada dos parâmetros e premissas** utilizados na estimativa do CRN, de modo a assegurar sua consistência econômica e aderência a referenciais internacionais.

Tabela 14: Comparativo gasodutos da Malha Sudeste com a valorização de Gasodutos de Chile (R\$/m-pol)

Pais	Gasoduto	Longitude (km)	Diâmetro (pol)	VRN/km (R\$ M/km)	VRN (R\$/m-pol)
Chile	Gasoduto NorAndino	354,25	12,00	3,87	322,76
	Gasoduto Electrogas	165,73	24,00	4,31	179,57
Brasil	GASAN	20,50	12,00	7,43	619,14
	GASBEL	356,00	16,00	9,21	575,80
	GASCAR	456,00	28,00	15,60	557,23
	GASPAL	328,00	22,00	12,26	557,23
	GASVOL	95,00	18,00	10,48	581,99
	RAMAL 16' (ANÉL DE GÁS)	2,50	16,00	9,21	575,80

Fonte: Elaboração própria com dados públicos

4.3 Comparativo dos valores unitários com outros processos tarifários

Para validar os valores propostos pela NTS também foi feita uma comparação com valores empregados na “Tabela de custos unitários de investimento” publicado pela Agência Reguladora OSINERGMIN³, os quais refletem custos unitários de infraestrutura de gasodutos segundo diferentes configurações construtivas. Esses valores também são expressos em termos unitários (R\$/m-pol) e atualizados para moeda de dezembro de 2025.

Diferentemente dos casos previamente analisados, os dados do Peru não correspondem a gasodutos específicos, mas a tipologias padronizadas de tubulações de aço, que variam conforme diâmetro, classe de espessura e condições de instalação, incluindo tipo de terreno e tipo de pavimento.

Os valores de VNR ou CRN unitário no Peru situam-se entre 262,45 e 279,80 R\$/m-pol para diâmetros de 16”, entre 228,57 e 368,95 R\$/m-pol para diâmetros de 20”, e entre 345,17 e 360,91 R\$/m-pol para diâmetros de 30”. Observa-se que há variação relevante em função das condições construtivas, com valores mais elevados associados a configurações com maiores exigências estruturais, como tubulações de maior espessura e instalação em terrenos mais complexos.

Em comparação com a malha Sudeste da NTS, cujos valores unitários variam entre 557,23 e 619,14 R\$/m-pol, verifica-se que os valores publicados pela agência reguladora de Peru se mantêm abaixo em todos os cenários considerados. Em termos relativos, os valores da NTS são aproximadamente entre 51% e 171% superiores aos valores regulatórios empregados em Peru, dependendo da tipologia específica utilizada como referência.

³ <https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/gas-natural/tarifas-distribucion-gas-natural/2026-2030>

Tabela 15: Comparativo do CRN Malha Sudeste com os valores unitários de Peru (R\$/m-pol)

Pais	Gasoduto	Diâmetro (pol)	VRN/km (R\$ M/km)	VRN (R\$/m-pol)
Peru	Tuberia de Acero de 16" Sch 40 Terreno Semi Rocoso Pavimento Rígido	16,00	4,20	262,45
	Tuberia de Acero de 16" Sch 40 Terreno Semi Rocoso Pavimento Mixto	16,00	4,48	279,80
	Tuberia de Acero de 20" Sch 20 Terreno Semi Rocoso Pavimento Afirmado	20,00	4,57	228,57
	Tuberia de Acero de 20" Sch 20 Terreno Semi Rocoso Pavimento Flexible	20,00	4,91	245,72
	Tuberia de Acero de 20" Sch 80 Terreno Arenoso Pavimento Rígido	20,00	7,05	352,29
	Tuberia de Acero de 20" Sch 80 Terreno Arenoso Pavimento Mixto	20,00	7,38	368,95
	Tuberia de Acero de 30" Sch 40 Terreno Rocoso Pavimento Rígido	30,00	10,36	345,17
	Tuberia de Acero de 30" Sch 40 Terreno Rocoso Pavimento Mixto	30,00	10,83	360,91
Brasil	GASAN	12,00	7,43	619,14
	GASBEL	16,00	9,21	575,80
	GASCAR	28,00	15,60	557,23
	GASPAL	22,00	12,26	557,23
	GASVOL	18,00	10,48	581,99
	RAMAL 16' (ANÉL DE GÁS)	16,00	9,21	575,80

Fonte: Elaboração própria com dados públicos

No âmbito da análise da razoabilidade do Valor de Reposição Novo (VRN) ou Custo de Reposição Novo (CRN) proposto pela NTS para a Malha Sudeste, também foram identificadas referências adicionais provenientes de processos regulatórios conduzidos no Brasil, que podem contribuir para a avaliação da consistência dos custos unitários adotados.

Nesse sentido, destaca-se o **laudo de avaliação de ativos elaborado pela consultora Real Valor** para a concessionária de distribuição de gás natural do Espírito Santo (**ES Gás**), no contexto da sua **segunda revisão tarifária (período 2025-2030)**. Nesse estudo, foram estimados custos unitários de reposição dos ativos para compor a BRR da concessionária, incluindo gasodutos de aço, com valores situados entre aproximadamente **R\$ 311 e R\$ 365 por metro-polegada (R\$/m-pol)** para dutos de **8 polegadas de diâmetro**.

Esses valores são significativamente inferiores aos custos unitários adotados pela NTS em sua estimativa de CRN, que se situam como foi indicado na presente contribuição em torno de **R\$ 500 por metro-polegada**.

É importante reconhecer que os ativos considerados no caso da ES Gás pertencem ao segmento de **distribuição de gás natural**, e não ao transporte. Adicionalmente, os diâmetros predominantes são menores, o que, em princípio, poderia implicar diferenças estruturais de custo em relação a gasodutos de transporte.

Entretanto, entende-se que tais valores constituem uma **referência válida para fins comparativos**, por diversas razões.

Em primeiro lugar, trata-se de um estudo recente, realizado no contexto de um processo regulatório formal o que confere razoabilidade aos valores propostos pela concessionária.

Em segundo lugar, embora existam diferenças entre redes de transporte e distribuição, ambas compartilham elementos relevantes de custo, especialmente no que se refere a:

- materiais (tubos de aço);
- atividades de construção e montagem;
- logística de implantação;

o que permite utilizar os valores como **benchmark indicativo de ordem de grandeza** dos custos unitários.

Por fim, a comparação evidencia que, mesmo considerando possíveis diferenças de escala e função, os custos unitários adotados pela NTS posicionam-se em patamar significativamente superior aos observados em outro processo regulatório brasileiro recente. Essa diferença reforça as evidências previamente indicadas de que os valores de VRN da Malha Sudeste requer uma revisão.

Tabela 16: Estimação CRN unitário proposto concessionária ESGás

Detalhe do ativo	CRN [R\$ Dez 2024]	Ext rede [mts]	Diam ["]	CRN Unitário [R\$ Dez 24/mt Pol]
REDE PRIMÁRIA; A/C; 300# PN 50BAR; 8 POL; OUTROS; VALA A CÉU ABERTO	1.389.577	475,2	8	365,5
REDE PRIMÁRIA; A/C; 300# PN 50BAR; 8 POL; OUTROS; VALA A CÉU ABERTO	1.467.239	501,8	8	365,5
REDE PRIMÁRIA; A/C; 300# PN 50BAR; 8 POL; OUTROS; MISTO	11.306	4,0	8	353,3
REDE PRIMÁRIA; A/C; 300# PN 50BAR; 8 POL; OUTROS; MISTO	291.598	117,0	8	311,5

Fonte: ARSP ES Revisão Tarifária ES Gás - 1º Ciclo - 2025-2030

Dessa forma, recomenda-se que a ANP avalie com maior profundidade os estudos de custos CRN apresentado pela NTS e empregado na valorização da base de ativos da Malha SE. Nesse sentido é importante que a ANP considere a incorporação de benchmarks nacionais ou internacionais adicionais na avaliação da razoabilidade dos custos unitários adotados, de modo de aumentar a robustez e confiabilidade da determinação da Base de Remuneração Regulatória.

5 Anexo

5.1 Receita da Malha SE

O cálculo da receita foi feito considerando a tarifa homologada em cada ano, vinculada ao contrato de legado da Malha Sudeste (NTS), multiplicada pela capacidade contratada, também vinculada a esse contrato.

A imagem abaixo representa os valores considerados para cálculo, para os anos de 2006 a 2010.

Figura 3: Tabela de tarifas contrato legado Malha SE

Tabelas - Contratos de Serviço de Transporte – Consórcio Malhas Sudeste Nordeste

Contratado	Razão Social:	Consórcio Malhas Sudeste Nordeste		
	CNPJ:	06.226.808/0001-78		
Contratante	Razão Social:	Petróleo Brasileiro S.A.		
	CNPJ:	33.000.167/0001-01		
Contrato:	Contrato de Serviço de Transporte de Gás Natural da Malha Sudeste			
Gasoduto(s):	Campinas-Rio; REDUC-Volta Redonda (GASVOL); Volta Redonda-RECAP (GASPAL); RECAP-RPBC (GASAN); REDUC-REGAP (GASBEL); RECAB-REDUC (GASDUC II); RAMAL ANEL DE GÁS RESIDUAL.			
Tipo de Serviço Contratado:	Serviço de Transporte Firme			
Local e Data de Assinatura do Contrato:	Rio de Janeiro, 1º de julho de 2003.			
Data de Início da Prestação do Serviço:	1º de janeiro de 2006			
Prazo de Vigência do Contrato:	20 anos			
Período de Vigência da Tarifa de Serviço de Transporte		Capacidade Contratada de Transporte (Milhões de m ³ /dia)	Tarifa de Serviço de Transporte (R\$/MMBTu) ^b	Critério de Reajuste
Data de Início (dd/mm/aa)	Data de Fim (dd/mm/aa)			
01/01/2006	28/02/2006	26,80	0,86687	As tarifas são reajustadas em 1º de janeiro, considerando a variação do IGP-M ocorrida nos 12 meses anteriores, em conformidade com o item 11.5 do Contrato de Serviço de Transporte.
01/03/2006	31/12/2006	27,37	0,86687	
01/01/2007	30/06/2007	27,37	0,76138 ^c	
01/07/2007	31/07/2007	32,37	0,76138	
01/08/2007	30/06/2008	32,37	1,03497 ^d	
01/07/2008	31/12/2008	37,69	1,03497	
01/01/2009	31/05/2009	37,69	1,20357	
01/06/2009	31/12/2009	41,34	1,20357	
01/01/2010	31/12/2010	41,34	1,18287	

Nota: a) Poder Calorífico de Referência (kcal/m³): 9400;

b) Tarifa de Serviço de Transporte, líquida de tributos;

c) Alteração no valor da Tarifa de Transporte de acordo com o item 11.5.1 do Contrato de Serviço de Transporte;

d) Tarifa de Transporte constante do "Segundo Contrato de Transporte de Gás da Malha Sudeste Aditado e Consolidado – firmado entre Consórcio Malhas Sudeste e Nordeste e Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS – celebrado em 1º de agosto de 2007" (Item 11.2 do Contrato de Serviço de Transporte).

Fonte: ANP (2026)

A conversão da tarifa de (R\$/MMBTU) para (R\$/m³) considerou a premissa dos novos contratos de transporte, que evidenciam fator de conversão de 26,8081.

De 2011 a 2021 os valores das tarifas foram calculados considerando o último valor reportado em 2010, atualizado pela variação inflacionária anual do IGP-M. Já a partir de 2022, as tarifas do contrato legado da Malha SE foram consideradas conforme reportado pela NTS durante as propostas tarifárias. E por fim, para 2025, foi considerado o valor de tarifa aprovado pela ANP e atualizado na Plataforma de Oferta de Capacidade (POC), conforme tabela abaixo:

Tabela 17: Tarifas contratos legados publicadas na POC

Transportadora	Contrato	Carregador	Ponto de Entrada/Zona de Saída	Fluxo	Data de Início	Data de Término	Capacidade Contratada (mil m ³ /dia)	Tarifa (R\$/MMBTU)
NTS	Malhas SE	Petróleo Brasileiro S.A.	-	Unidirecional	01/01/2006	31/12/2025	43.805	3,44943
NTS	Paulínia-Jacutinga	Petróleo Brasileiro S.A.	-	Unidirecional	15/01/2010	14/01/2030	5.000	3,0227
NTS	GASDUC III	Petróleo Brasileiro S.A.	-	Unidirecional	12/11/2010	11/11/2030	40.000	2,5962
NTS	Malhas II	Petróleo Brasileiro S.A.	-	Unidirecional	01/12/2009	13/10/2031	49.400	3,2138
NTS	GASTAU	Petróleo Brasileiro S.A.	-	Unidirecional	01/12/2011	30/11/2031	20.000	4,5056

Fonte: Portal de Oferta de Capacidade (2026)

Assim, o cálculo da receita, representado pela multiplicação entre tarifa de transporte em R\$/m³ e capacidade contratada, foi atualizado monetariamente para a referência de dezembro/2025, considerando, em linha com procedimento da ANP, atualização até agosto de 2024 pelo IGP-M, e de setembro de 2024 a dezembro de 2025, pelo IPCA. Resultando na tabela abaixo:

Tabela 18: Cálculo da Receita Máxima Permitida (RMP)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Tarifa (R\$/MMBtu)	0,867	0,885	1,035	1,204	1,183	1,317	1,384	1,492	1,574	1,632
Tarifa (R\$/m³)	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06
Volume (MMm³/dia)	27,3	29,9	35,0	39,8	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3
IGPM (%)						11,3%	5,1%	7,8%	5,5%	3,7%
Receita Anual MM (R\$)	321,9	359,9	493,6	652,5	665,8	741,2	778,9	839,8	886,1	918,8

Receita Anual Moeda Ago/24 (MM R\$)	1.101,8	1.186,3	1.510,0	1.817,8	1.887,2	1.887,2	1.887,2	1.887,2	1.887,2	1.887,2
Receita Anual Moeda Dez/25 (R\$ MM R\$)	1.170,9	1.260,7	1.604,7	1.931,8	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5	2.005,5

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Tarifa (R\$/MMBtu)	1,804	1,934	1,924	2,069	2,220	2,733	3,271	3,449	3,326	3,449
Tarifa (R\$/m³)	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,10	0,12	0,13	0,12	0,13
Volume (MMm³/dia)	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8	43,8
IGPM (%)	10,5%	7,2%	-0,5%	7,5%	7,3%	23,1%	17,8%	5,5%		
Receita Anual MM (R\$)	1.076,2	1.153,4	1.147,4	1.233,8	1.324,0	1.630,3	1.950,9	2.057,3	1.983,9	2.057,3

Receita Anual Moeda Ago/24 (MM R\$)	1.999,7	1.999,7	1.999,7	1.999,7	1.999,7	1.999,7	2.031,7	2.031,7		
Receita Anual Moeda Dez/25 (R\$ MM R\$)	2.125,1	2.125,1	2.125,1	2.125,1	2.125,1	2.125,1	2.159,1	2.159,1	2.068,6	2.057,3

Fonte: Elaboração própria, 2026

5.2 Custos Operacionais - ANP

Para a contabilização dos custos operacionais nos cenários 1 (CHCI NTS), 3 (CRN NTS) e 5 (CRN ANP), foram considerados os custos e despesas propostos pela transportadora NTS e verificados pela ANP na NOTA TÉCNICA Nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ.

Entendemos a utilização dessa premissa como adequada na medida em que os custos operacionais tendem a acompanhar a evolução da base de ativos. À medida que novos investimentos são incorporados, há um aumento natural das despesas associadas à operação e manutenção (O&M), bem como às atividades de gestão e administração (G&A), em função da maior complexidade e escala dos ativos sob responsabilidade da transportadora.

Nesse contexto, a adoção da média anual proposta pela NTS para o próximo ciclo tarifário (2026-2030) constitui uma **aproximação tecnicamente razoável, mas favorável para a transportadora**. Isso porque tal média reflete um período em que a base de ativos já se encontrava mais madura e, portanto, mais representativa do nível estrutural de custos operacionais da transportadora. Além disso, sua aplicação aos períodos anteriores tende a incorporar uma **margem de segurança**, uma vez que, historicamente, a base de ativos era menor e demandava, em princípio, menor esforço operacional e administrativo.

Dessa forma, a premissa adotada contribui para evitar a subestimação dos custos operacionais ao longo da série, mantendo consistência com a dinâmica de expansão da base de ativos.

Tabela 19: Custos de O&M e G&A NTS – Média Anual para o ciclo 2026-2030

Componente	Anual Médio	Total 2026–2030	% do Total OPEX	Rev. Anual Médio com glosas ANP
Custos de Manutenção e Operação (O&M)				
Conservação, Manutenção e Aluguel da Faixa de Servidão	101,4	507	18,30%	98,8
Custo com Pessoal (O&M)	96,5	482,6	17,40%	94,0
Manutenção e Operação de Compressores	27,2	136,2	4,90%	26,5
Outras Manutenções	57,2	286,1	10,30%	55,7
Manutenção do Sistema de Proteção Catódica	1	5,1	0,20%	1,0
Combustíveis e Lubrificantes	1,2	6,1	0,20%	1,2
Energia Elétrica para Acionamento dos Compressores	1,2	6	0,20%	1,2
Serviços de Utilidade Pública e Comunicação	2,7	13,4	0,50%	2,6
Passagem de PIG de limpeza	0,2	0,9	0,00%	0,2
Aluguéis e Seguros	31,7	158,6	5,70%	30,9
Outros Custos e Despesas Operacionais	79,3	396,6	14,30%	77,2
Gás de Uso no Sistema	0	0	0,00%	-
Gás para Balanceamento	0	0	0,00%	-
Subtotal O&M	399,7	1.998,40	72,20%	389,2
Despesas Gerais e Administrativas (G&A)				
Despesas Gerais e Administrativas ¹	100,5	502,7	18,20%	98,1
Subtotal G&A	100,9	504,9	18,20%	98,1
Estudos e Projetos	53,2	266,2	9,60%	51,8
TOTAL OPEX (2026–2030)	553,5	2.767,40	100%	539,08

Fonte: NOTA TÉCNICA Nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ

Ainda, evidencia-se importante a consideração somente da proporção dos gastos com O&M e G&A referentes ao contrato legado da Malha Sudeste, para manter coerência com as avaliações de capital recuperado que foram percorridas durante a contribuição. Assim, a avaliação de custos operacionais para os ativos da Malha SE considerou a representatividade de custos destes ativos em relação aos demais, conforme evidenciado na tabela abaixo:

Tabela 20: Tabela Nota Técnica ANP – representatividade Malhas SE perante demais custos operacionais da NTS

Componente	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2026–2030	Situação Regulatória
OPEX Malhas SE	389,5	386,8	388,3	387,1	387	1.938,70	Elegível
Estudos e Projetos + Abertura de Mercado	317,5	106,8	83,4	77,3	61,4	646,4	Segregação requerida ¹
OPEX GASDUC III	—	—	—	—	7,7	7,7	Elegível
OPEX GASP AJ	—	—	—	—	30	30	Elegível
GASIG	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	28,3	Elegível
ECOMP Japeri	—	—	1,6	19,3	19,3	40,2	Elegível ²
ERP SJC	—	0	0,5	0,5	0,5	1,5	Não elegível ⁴
PR Macaé	—	—	1,2	1,8	1,8	4,7	Elegível ³
Novo PR A	—	—	—	0,5	0,6	1,1	Não elegível ⁴
Novo PR B	—	—	—	—	0,5	0,5	Não elegível ⁴
Novo PE A	—	—	—	0,5	0,6	1,1	Não elegível ⁴
Novo PE B	—	—	—	—	0,5	0,5	Não elegível ⁴
Aumento GASBEL II	—	—	—	—	2,1	2,1	Não elegível ⁴
ECOMP Macaé	—	—	—	1,5	18,4	19,9	Não elegível ⁴
GASINF	—	—	1,8	21,5	21,5	44,9	Não elegível ⁴
Total Proposto	712,6	499,3	482,4	515,6	557,5	2.767,40	
Subtotal Não Elegível	0	0	2,3	24,5	45,2	71,4	
OPEX Elegível para Análise	712,6	499,3	480,1	491,1	512,3	2.695,40	

Fonte: NOTA TÉCNICA Nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ

6 Referências Bibliográficas

1. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2025/SIM/ANP- RJ. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/arquivos-consultas-audiencias-publicas-2025/cp-ap-01-2025/rair.pdf>
2. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Consulta Pública nº 08/2025 – Propostas Tarifárias e Valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) para o Ciclo Tarifário 2026-2030. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/consulta-publica-no-08-2025>
3. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Minuta CP-05/2025: ap-05-25_minuta_nova_ranp_tarifas (CP 05). Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/arquivos-consultas-audiencias-publicas-2025/ap-05-2025/ap-05-25_minuta_nova_ranp_tarifas.pdf
4. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Proposta Base Regulatória de Ativos Existentes Ciclo Regulatório 2026 – 2030. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?9LibXMqGnN7gSplFOOgUQFziRouBJ5VnVL5b7-UrE5QPThNc6HVpuGT6l_SluowYh2mBk2hjxk12dQVhQcFpuMNGof8GoWrKo8luqew3PpLpefhoKYrVgV7QAU_QMvY2
5. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Planilha de valoração da BRA existente pelo método do custo histórico corrigido pela inflação (CHCI) – NTS. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/consulta-publica-no-08-2025>
6. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Planilha "Modelo de Cálculo Receita BRA Ciclo Regulatório" - NTS. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/consulta-publica-no-08-2025>.
7. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. Resolução ANP nº 15/2014. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/resolucao-anp-no-15-2014>
8. Congresso nacional - Lei nº14.134/2021 – Nova lei do gás Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm
9. Ministério de Minas e Energia – MME – Decreto nº12.153/2024. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2023-2026/2024/decreto/d12153.htm.