

Consulta Pública ANP #03/2026 – Subsídios sobre as Propostas Tarifárias e Propostas de Valoração da Base Regulatória de Ativos

A CBIE Advisory gostaria de contribuir com as discussões no âmbito da Consulta Pública #03/2026 da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (“ANP”) sobre as Determinações Regulatórias relativas à valoração da Base Regulatória de Ativos, 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. O estudo foi dividido em 2 (dois) capítulos, a saber:

- 1. Arcabouço Legal & Regulatório da Indústria de Gás Natural**
- 2. Análise da Consulta Pública ANP #03/2026**

Para a realização do presente estudo, a CBIE Advisory utilizou-se de dados e informações de fontes públicas, bem como documentos e base de dados próprios, com melhores esforços para que as informações utilizadas fossem as mais atualizadas possíveis e de fontes de reputação ilibada não ensejando verificação independente de nossa.



ÍNDICE

1. Arcabouço Legal & Regulatório da Indústria de Gás Natural.....	5
2. Análise da Consulta Pública ANP #03/2026	11

Lista de figuras:

- Figura 01 – Comparativo de bases
- Figura 02 – Evolução da BRA
- Figura 03 – Análise de depreciação das malhas de transporte – CBIE Advisory
- Figura 04 – WACC Regulatório proposto pela ATGás – ATGás, FGV
- Figura 05 – Estimativa de WACC Regulatório – CBIE Advisory
- Figura 06 – Proposta de Valoração da Base Regulatória de Ativos – TBG
- Figura 07 – Cenário referência de demanda de capacidade – TBG
- Figura 08 – CAPEX de manutenção – TBG
- Figura 09 – CAPEX Adicional – TBG
- Figura 10 – O&M + G&A – TBG
- Figura 11 – Fluxo de Caixa Descontado Original – TBG
- Figura 12 – Fator locacional e Tarifa Postal – TBG
- Figura 13 – Simulação da Receita Máxima Permitida – TBG
- Figura 14 – Comparativo de tarifas (Tarifa Atual vs. Tarifa Proposta) – TBG, CBIE Advisory
- Figura 15 – Simulação de Revisão Tarifária TBG (cenário Base) – CBIE Advisory
- Figura 16 – Proposta de valoração da Base Regulatória de Ativos - TAG
- Figura 17 – Projeções de custos de O&M + G&A - TAG
- Figura 18 – Projeção do CAPEX - TAG
- Figura 19 – Fluxo de caixa descontado (Cenário de referência) – TAG
- Figura 20 – Proposta tarifária TAG (Cenário de referência) – TAG
- Figura 21 – Comparativo Tarifa de referência 2026 vs. tarifa atual - TAG
- Figura 22 – Simulação de revisão tarifária TAG – CBIE Advisory
- Figura 23 – Proposta de Valoração da Base Regulatória de Ativos – NTS
- Figura 24 – Revisão Tarifária Neoenergia Pernambuco - 2025
- Figura 25 - Revisão Tarifária com base depreciada – TAG
- Figura 26 – Projeção de O&M de ativos depreciados TAG – CBIE Advisory
- Figura 27 – Cenário de demanda por capacidade (Com UTEs) - NTS
- Figura 28 – Cenário de demanda por capacidade (Sem UTEs) - NTS
- Figura 29 – Projeção de custos e despesas com O&M e G&A - NTS
- Figura 30 – Fluxo de caixa consolidado (cenário de referência) - NTS
- Figura 31 – Comparativo tarifas de referência 2026 vs tarifa atual – NTS
- Figura 32 - Simulação de revisão tarifária NTS – CBIE Advisory
- Figura 33 - Revisão Tarifária com base depreciada – NTS
- Figura 34 – Projeção de O&M de ativos depreciados NTS – CBIE Advisory
- Figura 35 – Estimativa do Valor da Base Regulatório de Ativos - TSB
- Figura 36 – Evolução da Base Regulatório de Ativos - TSB
- Figura 37 – Projeção da demanda por capacidade (Trecho 1) – TSB
- Figura 38 – Projeção da demanda por capacidade (Trecho 3) – TSB
- Figura 39 – Projeção de custos e despesas O&M + G&A – TSB
- Figura 40 – Fluxo de caixa descontado (cenário base) – TSB
- Figura 41 – Simulação de revisão tarifária TSB – CBIE Advisory
- Figura 42 – Proposta de Valoração da Base Regulatória de Ativos – GOM
- Figura 43 – Projeção de demanda por capacidade – GOM



Figura 44 – Projeção de custos com O&M e G&A – GOM
Figura 45 – Projeção de custos com O&M e G&A – GOM

1. Arcabouço Legal & Regulatório da Indústria de Gás Natural

As tarifas de transporte têm suas raízes nos contratos de serviço de transporte negociados juntamente aos carregadores onde, até então, a Lei do Petróleo (#9.478/97) deliberava que o sistema de remuneração pela atividade deveria ser adequado ao titular das instalações ou de sua capacidade de movimentação de gás natural.

Mais recentemente, a Lei #14.134/2021 (Nova Lei do Gás) estabeleceu que as tarifas de transporte seriam propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP através do processo de Consulta Pública, além de definir que as tarifas de transporte serviriam de base para a composição da Receita Máxima Permitida, que é o montante máximo a ser recebido pelo transportador pelos serviços de transporte prestados. Vale a pena mencionar que a tarifa de transporte deve levar em consideração os custos e despesas frutos da operação do transportador, suas obrigações tributárias, seus investimentos em bens e serviços, e a depreciação e amortização das bases regulatórias. Destaca-se ainda que as tarifas previamente acordadas entre as partes (carregador e transportador) ficarão sob a anuência da ANP.

Conforme Nota Técnica Nº 5/2023/SIM-CAT/SIM/ANP-RJ, “não obstante a revogação da Lei #11.909/09, seu artigo 34 já previa que o acesso ao serviço de transporte firme, em capacidade disponível, dar-se-ia mediante Chamada Pública realizada pela ANP, conforme diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME)”. Ainda segundo o documento, “(...) o novo arcabouço legal trouxe a necessidade de revisão do papel da Chamada Pública, que deixou de ser o instrumento obrigatório para contratação de capacidade, passando a ter a função de estimar a demanda efetiva no caso de construção ou ampliação de gasodutos, objetivando o dimensionamento de ampliações da infraestrutura existente ou dos novos gasodutos de transporte a serem construídos. A partir desta mudança, a CAT/SIM tem buscado uma simplificação nos procedimentos para contratação de capacidade em gasodutos de transporte, tornando o processo mais ágil, célere e reduzindo o custo regulatório para todos os agentes envolvidos”.

Aqui cabe um alerta sobre os riscos de se buscar uma simplificação de procedimentos que possa contribuir negativamente para o papel de regulação da ANP em prol de agilidade e redução de custos regulatórios. Neste contexto, o setor de transmissão de energia elétrica é um exemplo de setor correlato ao setor de transporte de gás natural e é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Neste segmento, a prerrogativa de decisão sobre a autorização de investimento de reforço de rede ou subestação de transmissão de energia para o concessionário incumbente vs. a licitação pública para construção de nova linha ou subestação de transmissão sempre foi do regulador. Isso impede que se pratique autorregulação de maneira que concessionários sempre optem por classificar novos investimentos de transmissão como reforços e, conseqüentemente, inibindo-se um processo licitatório competitivo em que diferentes agentes participam oferecendo descontos à Receita Anual Permitida (RAP) – análoga à Receita Máxima Permitida para o setor de transporte de gás canalizado. Obviamente que, respeitando-se o princípio de modicidade tarifária, o regulador ponderará qual a opção (licitação vs. autorização de reforço) implicará o menor custo possível para o consumidor final, mas sempre essa decisão parte do regulador e nunca do concessionário. O concessionário possui a prerrogativa de compartilhar as propostas tarifárias e detalhamento de plano de investimentos de novas linhas de transmissão e subestações para a revisão crítica do regulador, mas

em hipótese alguma essa decisão entre licitar um novo ativo vs. autorizar um reforço de rede parte do concessionário. Recomenda-se que a ANP sempre mantenha essa prerrogativa na análise de autorizar ampliações de malha de gasodutos de transporte vs. chamadas públicas para construção de novos gasodutos.

Conforme definido no caput do art. 4º c/c o parágrafo único e caput do art. 9º da Nova Lei do Gás, além de ser responsável por estabelecer a Receita Máxima Permitida pela atividade de transporte, a ANP deve estabelecer parâmetros de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, amparadas pela regulação.

Destaca-se que esse dispositivo ressalta que não haverá garantia de receita aos transportadores, em hipótese alguma, por parte da união. Nesse sentido, é importante analisar que, apesar de os contratos anteriormente celebrados junto a Petrobras e o antigo marco legal levantarem a possibilidade de haver receitas fixas preestabelecidas, a Nova Lei do Gás, regulação mais recente, trouxe novas condições que superam a possibilidade de manutenção de receitas sem a realização de revisões periódicas e prerrogativa de regime de autorização para prestação do serviço.

A Resolução ANP #15 de 14 de março de 2014 é responsável por estabelecer os critérios para cálculo das tarifas referentes aos serviços de transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural, bem como procedimento para aprovação das propostas de Tarifa de Transporte encaminhadas pelos transportadores para gasodutos objetos de autorização no prazo máximo de 90 dias.

A ANP abriu em 25 de julho de 2025 uma Consulta Pública com o propósito de obter subsídios sobre a minuta de resolução que visa a modernização da RANP #15/2014 e regulamentação dos critérios para cálculo das tarifas de transporte de gás natural e do procedimento para aprovação de tarifas aplicáveis aos gasodutos. Em suma, as alterações propostas na nova redação buscam maior sinergia com as mudanças trazidas pela Nova Lei do Gás (#14.134/2021), bem como esclarecer e facilitar o entendimento dos princípios do processo de revisão.

O novo texto proposto para a Resolução possui maior detalhamento da metodologia de valoração da BRA e a definição de diretrizes específicas para a avaliação dos ativos de transporte vinculados ao serviço, com o objetivo de definir a base de remuneração na RMP, em atendimento ao disposto no Art. 9º da Lei #14.134/2021.

Há ainda a indicação de preferencialmente ser utilizado o método do custo histórico corrigido pela Inflação (CHCI), ou enfoque contábil, para valoração da BRA.

De acordo com a ANP, a "RANP 991/2026 instituiu o novo regime tarifário aplicável aos sistemas de transporte de gás natural no modelo de contratação de capacidade por entrada e saída, estruturado segundo a abordagem de Receita Máxima Permitida (RMP), com base em blocos de construção (building blocks). Esse modelo pressupõe rigidez e transparência na valoração transparente da BRA e no reconhecimento dos custos operacionais, incorporando, como elementos centrais da regulação, os princípios de eficiência e prudência"¹.

Tal resolução estabeleceu três alternativas para valoração da BRA:

¹ ANP-SIM. NOTA TÉCNICA Nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, 2026.

1. Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI)

2. Custo de Reposição Novo (CRN) – comumente chamado nos setores regulados por Replacement Cost ou Valor Novo de Reposição (VNR); e

3. Método de Capital Recuperado (Recovered Capital Methodology – RCM)

Não obstante a metodologia de cálculo para valoração dos ativos da Base Regulatória de Ativos (BRA), a Resolução acerta ao considerar que tal remuneração e cálculo deve incidir sobre os ativos descontadas a depreciação e amortização até a data do cálculo, evitando-se o conceito de dupla remuneração pelo mesmo investimento realizado.

Diante desse cenário, entende-se que a revisão da Resolução #15/2014 proposta pela ANP representa um passo importante para conferir maior clareza, previsibilidade e alinhamento regulatório ao processo de definição das tarifas de transporte de gás natural e é necessário maior alinhamento entre o processo de revisão tarifária e valoração da Base Regulatória de Ativos das Transportadoras e a atualização da regulamentação vigente, a fim de evitar que erros sejam cometidos ao longo da análise das propostas tarifárias.

A seguir ilustramos a metodologia de revisão tarifária adotada no primeiro ciclo regulatório exclusivamente à malha de gasodutos da TBG, mas que entendemos que deveria se estender também às demais malhas de gasodutos da NTS e TAG.

Revisão Tarifária – 1º Ciclo Regulatório da TBG

Em dezembro de 2020, a TBG concluiu seu processo de revisão tarifária referente ao ciclo 2020-24 de maneira prévia ao processo de chamada pública para nova contratação de capacidade de 2021 contemplando o período de 2021 a 2025. Por se tratar do mesmo período tarifário foram mantidas as premissas de retorno regulatório (7,25% a.a. em termos reais), projeções de custos de O&M e despesas gerais e administrativas, os investimentos previstos, depreciação fiscal e contábil e tributos. Mas alterou-se a Receita Máxima Permitida com base na revisão da BRA, em consonância com o método de cálculo da depreciação dos ativos que leva em consideração a depreciação descontada a inflação (CHCI) e projeções de demanda de capacidade.

Figura 01 – Comparativo de bases

Classe de Ativo	CRN (R\$)	CHCI (R\$)
Bens Imóveis		
Terreno	-	-
Construções e benfeitorias	8.102.758	7.179.906
Subtotal	8.102.758	7.179.906
Bens Móveis		
Máquinas e Equipamentos	5.961.297.818	4.157.366.470
Gasoduto	3.825.868.388	2.876.078.056
Ecomps (exclusive CPAC 2007)	1.878.898.931	1.021.196.037
Pontos de entrega	193.156.494	170.809.585
Emeds	17.030.648	18.519.526
ERPs	2.156.371	2.416.670
Gastos Pré-Operacionais	-	-
Estoque de Sobressalentes	-	-
Outros M&E	44.186.985	37.654.445
Compensação Ambiental	21.678.364	5.513.019
Computadores	295.507	920.873
Móveis e utensílios	573.660	614.681
Software	1.358.331	2.406.632
Subtotal	5.985.203.679	4.166.821.675
Obras em Andamento		
Obras em andamento	-	-
Subtotal	-	-
TOTAL sem 100% do CPAC 2007	5.993.306.437	4.174.001.581
CPAC 2007		
Ampliação do Trecho Sul	269.754.908	199.323.845
Subtotal	269.754.908	199.323.845
TOTAL sem 95% do CPAC 2007	6.006.794.182	4.183.967.773

Fonte: Nota Técnica nº 13/2019-SIM.

Nota: Data-base: 31 de dezembro de 2019.

A tabela acima mostra a mudança nas bases de cálculo levando-se em consideração os dois métodos utilizados. O valor do BRA utilizado no cálculo tarifário da CP 01/2019 foi determinado através média aritmética simples dos valores dos dois métodos de valoração, resultando em um montante de R\$ 5.095.380.977 (31/12/2019).

Por se tratar de um valor de BRA para a totalidade dos ativos do GASBOL, o valor do BRA foi multiplicado pelo fator de 60,10%, correspondente a capacidade de contratada do contrato de TCQ Brasil e o somatório das capacidades dos demais contratos.

Adotando-se a metodologia do custo histórico corrigido pela inflação, descontada a depreciação, para a valoração do BRA aprovado pela ANP, o valor considerado foi de R\$ 4.183.967.773, sendo

que este era corrigido de acordo com a inflação esperada. Dado que a inflação IGPM observada para o ano de 2019 foi de 7,30%, o montante foi atualizado para R\$ 4.212.428.901.

Figura 02 – Evolução da BRA



Após a aplicação da nova metodologia de cálculo, as tarifas sofreram uma redução média de 30%. As tarifas de transporte para os pontos de entrada e para as zonas de saída (e ponto de interconexão bidirecional Estação de Medição – EMED Gaspar) são estabelecidos em R\$/MMBtu, estruturadas pelas seguintes parcelas:

- a. Encargo de Capacidade de Entrada (ECE)
- b. Encargo de Capacidade de Transporte (ECT)
- c. Encargo de Capacidade de Saída (ECS)
- d. Encargo de Movimentação (EM)
- e. Encargo de Capacidade – Empacotamento (ECEmp)

Sendo que as tarifas de transporte seguem as premissas preestabelecidas na Nota Técnica nº 13/2019-SIM, sendo elas:

- Terão uma alocação dos custos de 70% para o conjunto de pontos de entrada e 30% para o conjunto das zonas de saída, sendo que a alocação para o conjunto de pontos de entrada sofrerá decréscimos anuais de 10%, enquanto o conjunto de zonas de saídas terão acréscimo de 10% até 2025, de tal forma que no final do período os pesos serão de 50% para cada.
- As tarifas de transporte aplicáveis ao serviço de transporte firme serão determinadas por ponto de entrada e zona de saída, pela metodologia Distancia Ponderada pela Capacidade, adotada pela União Europeia.

No capítulo a seguir analisaremos as propostas de tarifa e valoração da Base Regulatória de Ativos enviadas pelos transportados, sendo que em nossos modelos utilizamos metodologia igual a aplicada no 1º ciclo regulatório da TBG.

Análise de depreciação de malhas

Apresentamos a análise de depreciação das malhas de transporte, com base nos dados fornecidos pelo Boletim de Acompanhamento mensal da Indústria de Gás Natural, do Ministério de Minas e Energia (MME).

De acordo com a Resolução ANP nº 15/2014, que estabelece os critérios para cálculo das tarifas de transporte de gás natural e define as metodologias aplicáveis à depreciação dos ativos regulatórios, observa-se que a depreciação tem início a partir do momento em que o ativo entra em operação. Nesse contexto, verifica-se que as malhas da TAG já atingiram um percentual médio de depreciação de aproximadamente 83,6%, enquanto as malhas da NTS alcançaram cerca de 79,6%. No caso da TBG, a depreciação total dos ativos seria atingida por volta de 2030, contudo, a transportadora propôs a extensão da vida útil de seus ativos de 30 para 50 anos, medida que ainda depende de aprovação pelos órgãos competentes para ser implementada.

Figura 03 – Análise de depreciação das malhas de transporte – CBIE Advisory

Gasoduto de Transporte	Início de Operação	Extensão	Empresa
Atalaia - Santiago/Catu	1974	230,0	TAG
Santiago/Catu - Caçamari I	1975	32,0	TAG
Atalaia - FAFEN	1980	29,0	TAG
Candeias - Caçamari	1981	37,0	TAG
Lagoa Parda - Aracruz	1983	38,0	TAG
Aracruz - Serra	1984	41,0	TAG
REDUC - ESVOL	1986	95,2	NTS
Guamaré - Cabo	1986	455,8	TAG
ESVOL - TEVOL	1986	5,5	NTS
ESVOL - São Paulo	1988	325,7	NTS
Santiago/Catu - Caçamari II	1992	32,0	TAG
RBPC - Capuava	1993	37,0	NTS
RBPC - Comgás	1993	1,5	NTS
REDUC - REGAP	1996	357,0	NTS
Guamaré - Pecém	1998	382,0	TAG
Gasoduto Bolívia - Brasil	1999	2.593,0	TBG
Uruguaiiana - Porto Alegre	2000	50,0	TSB
Pilar - Cabo	2001	203,6	TAG
Lateral Cuiabá	2001	267,0	GCM
Candeias - Aratu	2003	15,4	TAG
Santa Rita - São Miguel de Taipu	2005	25,0	TAG
Dow - Aratu - Caçamari	2006	25,0	TAG
Atalaia - Itaporanga	2007	29,0	TAG
Cacimbas - Vitória	2007	129,4	TAG
Carmópolis - Pilar	2007	176,7	TAG
Catu - Carmópolis	2007	265,0	TAG
Açu - Serra do Mel	2008	31,4	TAG
Cabiúnas - Vitória	2008	300,0	TAG
Campinas - Rio	2008	450,0	NTS
Cabiúnas - REDUC III	2009	180,0	NTS
Japeri - REDUC	2009	45,3	NTS
Campos Elísios - Anel de Gás Residual	2009	2,3	NTS
Urucu - Coari	2009	279,0	TAG
Coari - Manaus	2009	523,1	TAG
Cacimbas - Catu	2010	946,0	TAG
Paulínia - Jacutinga	2010	93,0	NTS
Pila - Ipojuca	2010	187,0	TAG
Caraguatatuba - Taubaté	2011	98,0	NTS
Total	1999	9.012,9	
	% do Brasil	95,4%	
	% da NTS	84,5%	
	% da TAG	98,1%	

Depreciação média das malhas		
	Ano Inicial de Operação (Média)	Depreciação (Média)
TAG	1998	83,6%
NTS	2000	79,6%

2. Análise da Consulta Pública ANP #03/2026

A ANP disponibilizou em 5 de março de 2025 uma Consulta Pública referente a segunda fase sobre as propostas tarifárias para o ciclo regulatório 2026 a 2030 contendo a proposta de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) dos operadores de gasodutos de transporte, que compõem a revisão tarifária periódica quinquenal, e que possibilitarão a oferta de capacidade para o período de 2026 a 2030. O processo representa um avanço na isonomia do setor, uma vez que apenas uma transportadora havia realizado o processo de revisão tarifária.

As 5 empresas que operam gasodutos de transporte no Brasil enviaram suas propostas de tarifa e de valoração da Base Regulatória de Ativos, as quais serão analisadas ao longo desse documento.

Revisão Tarifária TBG

O 1º Ciclo regulatório da transportadora foi realizado através do regime de contratação por Entrada e Saída e se iniciou em janeiro de 2020, após o término do primeiro contrato original da TBG, o TCQ Brasil, e se encerrará ao fim do ano de 2025, conforme determinado pela ANP. Válido destacar que a TBG foi a única transportadora que passou pelo processo de revisão tarifária até o momento.

A metodologia de contratação por Entrada e Saída pela Distância Ponderada pela Capacidade consistia na atribuição de uma parcela dos custos para cada ponto de entrada ou de saída, considerando a distância percorrida e a capacidade do ponto ou zona. No 1º Ciclo Regulatório esse modelo híbrido foi implementado visando aumento gradual do componente CWD no cálculo das tarifas ao longo dos anos (20% em 2020 e 2021 para 50% em 2024 e 2025), visando refletir o fator locacional de cada Ponto/Zona.

Este aspecto, entretanto, foi revisado pela TBG para o 2º Ciclo Regulatório, levando-se em conta especialmente (i) o impacto da adoção de desconto nos Pontos de Interconexão e (ii) a evolução dos novos fluxos de gás que passam por mudanças significativas em função do declínio da oferta boliviana.

Foi determinado pelo Órgão Regulador, através do Ofício N°292/2023/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ, a utilização do percentual de Desconto de Interconexão para Entrada e Saída de 90% no Sistema de Transporte da TBG e tal desconto vem sendo aplicado desde então.

Neste contexto e considerando a projeção de demanda por capacidade de transporte, o desconto de 90% na interconexão GASCAR (entrada) associado com alocação dos custos para recuperação da RMP de 70% pelas zonas de entrada e 30% pelas Zonas de saída e com um fator locacional sendo aplicado nas zonas de saída, resultam, segundo a empresa, em tarifas de transporte distorcidas e que deixam, segundo a empresa, de refletir um adequado equilíbrio para o par ordenado entre as fontes de suprimento e o mercado da TBG.

Desta forma, visando mitigar os efeitos tarifários indesejados, a proposta elaborada pela transportadora considera uma metodologia tarifária distinta do 1º Ciclo Regulatório. Entre as principais alterações estão:

- Revisão da alocação da Receita entre Entrada e Saída, considerando 50% para os pontos de entrada e zonas de saída a partir de 2026;
- Modelo de cálculo tarifário 100% postal nos pontos de entrada e zonas de saída; e
- Revisão do percentual de Desconto de Interconexão para Entradas e Saídas para 50%

A seguir apresentamos a análise dos principais pontos da proposta:

Em relação a taxa de retorno, foi protocolado um documento, por parte da ATGás, sobre a Proposta para Determinação do custo de capital regulatório das concessionárias de transporte de gás no Brasil dentro do próximo ciclo tarifário (SEI 5133884), elaborado pela FGV Ceri e pela ATGás. A TBG, NTS e TAG utilizaram a premissa de 9,41% na construção de suas propostas.

Figura 04 – WACC Regulatório proposto pela ATGás – ATGás, FGV

WACC	
Alíquota BR	34,00%
% Capital de Terceiros	30,00%
Custo de Capital Próprio	
Taxa Livre de Risco (NTN-B média de 20 anos)	6,09%
Beta Desalavancado	0,61
Beta Alavancado	78,00%
Prêmio de Risco de Mercado Histórico	6,73%
Ke real depois de impostos	11,36%
Custo de Capital de Terceiros	
Rendimento médio das debêntures	6,78%
Custo de emissão das debêntures	0,56%
Kd real depois de impostos	4,84%
Custo Médio Ponderado de Capital	
WACC Real, antes de impostos	14,25%
WACC Real, depois de impostos	9,41%

Em nossos modelos, utilizamos a taxa de WACC de 7,91%, sendo essa uma referência atualizada em relação a taxa de referência utilizada no 1º Ciclo Tarifário da TBG, considerando-se o incremento dos custos de capital.

Figura 05 – Estimativa de WACC Regulatório – CBIE Advisory

TBG	2019-24 (Oficial)	2025 (Proposto)	Comentário
Remuneração de Capital Próprio			
Taxa Livre de Risco	3,54%	4,28%	US Treasury Yields 10-year Bonds
Beta Alavancado	0,7440	0,7500	
Prêmio de Risco de Mercado	5,75%	7,94%	Equity Risk Premium US (S&P)
Risco Brasil	2,79%	2,28%	Brasil CDS 10 anos USD (BRGV10YUSAC=R)
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	7,07%	8,24%	
Remuneração nominal antes de impostos (US\$)	10,61%	12,52%	
Remuneração nominal antes de impostos (R\$)	12,78%	14,17%	Inflação LP Brasil 3,5% e US 2,0%
Remuneração real antes de impostos (R\$)	8,44%	10,31%	
Remuneração de Capital de Terceiros			
Remuneração nominal antes de impostos (US\$)	9,93%	7,37%	Spread NTN-B 2040
Remuneração nominal antes de impostos (R\$)	12,08%	8,95%	
Impostos	34,00%	34,00%	
Remuneração real depois de impostos	7,77%	5,26%	
Estrutura de Capital			
% Capital Próprio	70,00%	70,00%	
% Capital de Terceiros	30,00%	30,00%	
Remuneração Média Ponderada de Capital	11,54%	11,69%	
Real, depois de impostos	7,25%	7,91%	

Consideramos ser necessário revisão das principais premissas utilizadas na construção do WACC Regulatório da taxa de referência da ATGás, principalmente no que diz respeito a Taxa Livre de Risco e remuneração de debentures. Distorções no WACC regulatório possuem impactos sensíveis sobre as tarifas de transporte e, conseqüentemente, sobre os preços de gás aos consumidores finais.

Em 29 de dezembro de 2025, a ANP aprovou um Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 7,63% ao ano em termos reais, que ficou praticamente no meio de caminho entre o ciclo anterior e nossa estimativa de 7,91%, por intermédio da Nota Técnica #6/2025.

Sobre a Proposta de valoração da Base Regulatória de ativos, a empresa utilizou o Método de Custo Histórico Corrigido pela Inflação descontada a depreciação (CHCI), indo de encontro a disposições mais recentes da ANP. A Base Regulatória de Ativos está sendo considerada pelo valor atualizado dos ativos imobilizados até 31/12/2025, descontada a depreciação, bem como o valor dos investimentos estimados para o ano de 2025 para o 2º Ciclo Regulatório (2026 – 2030).

Foram descontados da Base Regulatória de Ativos: (i) o valor residual referente ao investimento do Contrato Legado – CPAC 2007; (ii) o valor residual referente ao investimento de Realocação de compressores no Trecho Sul, que permitiu a disponibilização de capacidades nas zonas de saída de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul nos volumes que atenderam as demandas de capacidade de transporte disputadas na Chamada Pública #03/2021, nos termos da Nota Técnica ANP #09/2022/SIM, ratificado na Nota Técnica ANP #05/2022/SIM-CGN, uma vez que ele tem sido remunerado de forma separada; (iii) valores relacionados aos investimentos para construção do Ponto de Conexão de Garuva/SC, objeto de contrato de conexão celebrado entre a TBG e a empresa NFE Power Latam; e (iv) o valor residual referente aos investimentos em gás para empacotamento relativos ao término do Contratos Legado TCQ e TCX Brasil, dado que esses investimentos possuem encargo apartado.

Figura 06 – Proposta de Valoração da Base Regulatória de Ativos – TBG

Valor Residual em dezembro/2024	R\$	1.133.978.671
Valor Residual Corrigido	R\$	3.962.978.560
(-) Depreciação Projetada para dez/2025	R\$	838.426.924
Valor Residual Corrigido e Projetado para dez/2025	R\$	3.124.551.636
(+/-) Inclusões e Exclusões	R\$	10.142.249
(+) Capex Estimado para 2025	R\$	245.677.812
(+) Estoque de Sobressalentes (Itens Críticos)	R\$	67.244.348
(-) Contrato Legado – CPAC	-R\$	128.744.284
(-) Realocação Trecho Sul	-R\$	14.566.949
(-) Contrato de Conexão Garuva/SC	-R\$	14.449.532
(-) Linepack Proporcional dos Contratos Legados TCQ e TCX	-R\$	145.019.146
Valor Residual de 100% da Base Regulatória de Ativos	R\$	3.134.693.885

Embora a empresa tenha apresentado a exclusão do valor residual referente ao Contrato Legado CPAC 2007 da Base Regulatória de Ativos (BRA), entendemos que tal parcela não deveria ser desconsiderada. Isso porque os investimentos associados a esse contrato resultaram em ativos que continuam integrando a infraestrutura essencial de transporte e permanecem em operação, garantindo a prestação do serviço regulado. A exclusão desse montante pode gerar distorções na valoração da BRA, subestimando o real patrimônio regulatório disponível e comprometendo a adequada remuneração dos ativos que, de fato, seguem sendo utilizados na atividade.

Adicionalmente, a Resolução ANP nº 15/2014, que define os critérios para composição da BRA, estabelece que os ativos vinculados ao serviço de transporte devem ser considerados pelo valor atualizado, deduzida a depreciação acumulada. Não há, portanto, fundamento claro que determine a exclusão automática de parcelas associadas a contratos legados quando os ativos permanecem em operação e continuam gerando benefícios ao sistema.

Em relação a depreciação regulatória, não houve qualquer mudança de metodologia em seu cômputo, sendo que a depreciação BRA residual está igual a depreciação contábil, conforme determinação do Órgão regulador no 1º Ciclo regulatório.

Importante mencionar que até o ciclo anterior todos os ativos operacionais eram registrados com expectativa de vida útil em 30 anos. Todavia, houve uma reavaliação dos ativos operacionais, estimando uma duração de até 50 anos. Essa mudança de vida útil ainda está condicionada a aprovação pelos órgãos de governança da TBG e não está refletida nesta proposta tarifária.

Antes do 1º Ciclo Regulatório a TBG possuía contratos de transporte que somavam uma capacidade total de 30.080 mil m³/dá para os três contratos originais sob o regime de contratação postal. Desse modo, a proporção dos novos contratos de entrada e saída embasaram-se nessa capacidade original e no fim da vigência dos contratos TCW Brasil e TCX Brasil bem como na adequação do contrato CPAC 2007.

Para o 2º Ciclo Regulatório foi realizada uma análise atualizada desta proporção, considerando a oferta de capacidade de entrada e saída do contrato legado remanescente TCO Brasil, resultando na capacidade de movimentação de até 32.817 mil m³/dia. Considerando que a capacidade do Contrato Legado TCO Brasil é de 6.000 mil m³/dia, o percentual de capacidade disponível para os Contratos Novos por entrada e saída é de 81,72%.

A estimativa foi construída com base na média móvel de 5 anos para as projeções de Demanda de Entrada e Saída, minimizando a interferência de eventos isolados na definição de cenários. Essa média é calibrada com informações qualitativas, que incluem dados de mercado, estudos de consultoria, e contratos de comercialização e de transporte de gás natural, além dos níveis de contratação, para que sejam agregados e depurados para a melhor acurácia das projeções.

Figura 07 – Cenário referência de demanda de capacidade – TBG

DEMANDA - Cenário de Referência (BC)

Estimativa de Reserva de Capacidade de Entrada (BC_E)

	2026	2027	2028	2029	2030	Total	%	Média
<i>Demanda em mil m3/ano</i>	5.993.301	6.033.732	6.155.775	4.736.291	4.952.725	27.871.823	100%	5.574.365
EMED Corumbá	2.190.000	1.825.000	0	0	0	4.015.000	14%	803.000
EMED Gascar	3.803.301	4.208.732	4.575.000	3.467.500	3.467.500	19.522.032	70%	3.904.406
EMED TGS/SC	0	0	1.580.774	1.268.791	1.485.224	4.334.789	16%	866.958
EMED XXX	0	0	0	0	0	2	0%	0

Estimativa de Reserva de Capacidade de Saída (BC_X)

	2026	2027	2028	2029	2030	Total	%	Média
<i>Demanda em mil m3/ano</i>	5.080.195	5.102.767	5.204.002	3.768.557	3.966.066	23.121.587	100%	4.624.317
MS1	73.000	73.000	73.200	73.000	73.000	365.200	2%	73.040
SP1	277.740	283.156	289.469	294.307	300.046	1.444.718	6%	288.944
SP2	1.555.699	1.605.349	1.660.503	1.707.571	1.760.182	8.289.303	36%	1.657.861
SP3	0	0	0	0	0	0	0%	0
SP4	0	0	0	0	0	0	0%	0
PR1	0	0	0	0	0	0	0%	0
SC1	453.695	569.400	570.960	569.400	569.400	2.732.855	12%	546.571
SC2	536.185	357.700	358.680	357.700	403.690	2.013.955	9%	402.791
RS1	630.720	630.720	632.448	630.720	721.240	3.245.848	14%	649.170
Pontos de Interconexão*	1.553.155	1.583.442	1.618.742	135.858	138.508	5.029.705	22%	1.005.941
EMED XXX	0	0	0	0	0	2	0%	0

A projeção da demanda por capacidade demonstra consistência ao utilizar um horizonte tempo abrangente na análise, suavizando o efeito de eventos isolados sobre o período. Outro aspecto positivo é a incorporação de informações qualitativas, como dados de mercado, estudos de consultoria e contratos de transporte e comercialização de gás natural, o que garante maior aderência das projeções a realidade setorial.

A projeção de investimentos e manutenção foi construída com fim de manter a continuidade de prestação do serviço de transporte no GASBOL, considerando a disponibilidade plena de capacidade instalada no sistema de transporte da TBG, a flexibilidade operacional, as funções de balanceamento.

Figura 08 – CAPEX de manutenção – TBG

Projeção CAPEX (R\$ mil)	2026	2027	2028	2029	2030
Terrenos	4.000	4.000	3.800	-	-
Imóveis / Edificações / Benfeitorias	4.636	4.636	4.636	4.636	4.636
Tubulação - Trecho (s) / Ramal (s)	37.230	40.916	29.540	26.191	19.492
Componentes Tubulação - Trecho (s) / Ramal (s)	39.517	24.672	11.576	7.704	13.064
Ponto (s) de Entrada	-	-	-	-	-
Ponto (s) de Saída	16.846	14.575	22.002	5.293	10.566
Estação (ões) de Compressão / Serviço (s) de Compressão	157.209	98.894	112.660	62.585	28.473
Estação (ões) de Medição / Estação (ões) de Regulagem de Pressão	411	411	476	-	-
Estação (ões) de Interconexão (entre transportes)	385	720	-	-	-
Móveis, Equipamentos e Instalações de Escritório	1.490	300	7.800	-	-
Máquinas e Equipamentos Operacionais	4.300	2.500	2.500	2.500	2.500
Infraestrutura de Tecnologia da Informação	18.379	17.751	7.893	9.204	10.607
Equipamentos e Instalações de Comunicação	3.934	2.021	2.111	2.202	1.995
Veículos	-	-	-	-	-
Pig Instrumentado	17.931	35.931	32.331	17.931	17.931
Redução de Emissão/ Transição Energética	48.422	59.158	37.010	25.170	9.210
Linepack	-	-	-	-	-
Overhaul	6.770	45.898	41.650	33.379	6.770
Condicionantes Ambientais	-	-	-	-	-
Plataformas Digitais*	12.166	13.516	15.162	17.187	19.706
Outros	9.883	10.324	10.706	11.057	11.515
Total	383.508	376.224	341.851	225.037	156.464

Database - Dez/2025 | *Recuperação de 100% para os investimentos relacionadas ao desenvolvimento das Plataformas Digitais

A proposta de investimentos e manutenção da empresa possui bom *disclosure* de dados, apresentando os principais projetos que compõe o portfólio da empresa em investimentos e manutenção.

O valor do Investimento adicional no 2º Ciclo Regulatório refere-se:

- Projeto de reforço de rede no trecho sul do Gasbol (Nova ECOMP): consiste na flexibilização da oferta de capacidade mediante o remanejamento de capacidade interzonas em consonância com o princípio de integração da rede de transporte;
- Projeto de alteração da classe de locação: o aumento da densidade populacional no entorno do gasoduto pode amplificar o impacto do risco de ruptura do duto, considerando as ameaças a integridade dos gasodutos, incluindo a ação de terceiros, corrosão, entre outras. Trata-se de um investimento diretamente associado a segurança operacionado do gasoduto e da população do entorno.

Figura 09 – CAPEX Adicional – TBG

Tabela Projeção CAPEX Adicional | Nova Ecomp + Classe de Locação | Desembolso

Projeção CAPEX (Mil R\$ - Moeda Dez/2025)	2026	2027	2028	2029	2030
Terrenos	-	-	-	-	-
Imóveis / Edificações / Benfeitorias	-	-	-	-	-
Tubulação - Trecho (s) / Ramal (s)	-	-	-	-	-
Componentes Tubulação - Trecho (s) / Ramal (s)	-	-	-	-	-
Ponto (s) de Entrada	-	-	-	-	-
Ponto (s) de Saída	-	-	-	-	-
Estação (ões) de Compressão / Serviço (s) de Compressão	27.260	234.500	131.500	46.800	5.700
Estação (ões) de Medição / Estação (ões) de Regulagem de Pressão	-	-	-	-	-
Estação (ões) de Interconexão (entre transportes)	-	-	-	-	-
Móveis, Equipamentos e Instalações de Escritório	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos Operacionais	-	-	-	-	-
Infraestrutura de Tecnologia da Informação	-	-	-	-	-
Equipamentos e Instalações de Comunicação	-	-	-	-	-
Veículos	-	-	-	-	-
Pig Instrumentado	-	-	-	-	-
Redução de Emissão/ Transição Energética	-	-	-	-	-
Linepack	-	-	-	-	-
Overhaul	-	-	-	-	-
Condicionantes Ambientais	-	-	-	-	-
Classe de Locação Trecho Garuva (Piloto)	-	-	-	-	-
Classe de Locação Trecho Norte 32 pol	76.804	13.048	25.960	114.560	76.710
Classe de Locação Trecho Sul 24 pol	57.504	12.048	65.760	122.160	-
Classe de Locação Trecho Sul 20 pol	130.804	285.048	120.960	760	-
Outros	-	-	-	-	-
Total	292.373	544.644	344.180	284.280	82.410

Database - Dez/2025

A projeção do Opex foi construída a partir do detalhamento dos custos de operação e manutenção do sistema de transporte, incluindo tanto itens recorrentes quanto sazonais. Entre os custos recorrentes estão manutenção e conservação da faixa de servidão, inspeções de equipamentos e infraestrutura, vigilância e proteção do ativo, além do aluguel da faixa compartilhada. Já os custos sazonais envolvem inspeções geológicas e geotécnicas, calibração de válvulas e medidores, inspeções subaquáticas e manutenção de sistemas elétricos e de proteção. Também foram incluídas as despesas gerais e administrativas, que abrangem salários, serviços de consultoria, tecnologia da informação, segurança cibernética e infraestrutura de apoio à operação.

Em relação as despesas de O&M e G&A, os valores médios já estão na *data-base* de dezembro de 2025.

Figura 10 – O&M + G&A – TBG

Tabela Projeção O&M+G&A - PROPORCIONAL CONTRATOS E/S

O&M + G&A (Mil R\$ - Moeda Dez/2025)	2026	2027	2028	2029	2030
Custo com Pessoal (1)	231.058	243.619	257.083	272.514	286.198
Manutenção e Operação de Compressores (2)	11.722	11.329	6.826	5.121	5.121
Manutenção do Sistema de Proteção Catódica (3)	8.387	1.745	1.745	1.745	5.972
Outras Manutenções (4)	54.962	39.797	35.253	36.430	42.210
Conservação, Manutenção e Aluguel da Faixa de Servidão do Duto (5)	30.232	29.961	31.683	29.961	30.232
Combustíveis e Lubrificantes (6)	1.781	1.781	1.781	1.781	1.781
Energia Elétrica para Acionamento dos Compressores (7)	5.486	7.802	7.802	7.802	7.802
Gás de Uso no Sistema (8)	0	0	0	0	0
Gás para Balanceamento (9)	0	0	0	0	0
Serviços de Utilidade Pública (Energia Elétrica, Água, Esgoto e etc.) e Comunicação (10)	4.164	4.164	4.164	4.164	4.164
Passagem de PIG de limpeza (11)	0	0	0	0	0
Aluguéis e Seguros (12)	22.672	22.672	22.672	22.672	22.672
Outros Custos e Despesas (13)	57.167	55.386	54.047	54.235	53.716
Despesas Gerais e Administrativas (G&A) (14)	47.249	48.798	50.590	51.614	52.972
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) (15)	0	0	0	0	0
Estudos e Projetos (16)	0	0	0	0	0
TOTAL	474.879	467.055	473.646	488.039	512.840

Database - Dez/2025

A estrutura financeira do projeto foi moldada com base no 1º Ciclo Regulatório, com mudanças pontuais na construção da tarifa final considerando recuperação de receita por Pontos de recebimento e Zonas de saída, descontos de interconexão e fatores locacionais.

Figura 11 – Fluxo de Caixa Descontado Original – TBG

Fluxo de Caixa (em R\$ mil) - Data-Base: 31/12/2025	2026	2027	2028	2029	2030
Receita Operacional Líquida	1.710.206	1.719.937	1.754.420	1.313.501	1.377.430
(-) Opex	474.879	467.055	473.646	488.039	512.840
EBITDA	1.235.327	1.252.882	1.280.773	825.461	864.591
(-) Depreciação Contábil	247.580	254.482	249.697	240.379	208.054
Lucro Antes de IRPJ e CSLL	987.748	998.400	1.031.076	585.082	656.537
(-) IRPJ	246.937	249.600	257.769	146.271	164.134
(-) CSLL	88.897	89.856	92.797	52.657	59.088
Lucro (Prejuízo) após IRPJ/CSLL (1)	204.645	251.374	306.684	180.762	363.857
Investimentos (2)	376.658	307.438	279.350	1.113.371	1.048.631
Depreciação (3)	694.849	662.052	623.523	445.772	277.511
Valor Residual (4)					2.931.421
Variação da Necessidade Líquida de Capital de Giro (5)	51.701	-1.437	338	1.199	2.586
Fluxo de Caixa Livre da Firma = (1) - (2) + (3) + (4) - (5)	471.134	607.425	650.520	-488.037	2.521.572
Valor Presente Líquido do Fluxo de Caixa Livre da Firma	0				

Tarifa de Transporte Máxima	R\$/Mil m ³	R\$/Mil m ³ /km	R\$/MMBtu
	308,88		8,2806
Taxa de Desconto do Fluxo de Caixa Livre da Firma	9,41%		
Taxa Interna de Retorno (a.a.) - WACC	9,41%		

Calcular Tarifa

Nota: a) EBITDA = Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization.

Com base nessas premissas, a empresa apresentou o cômputo da RMP prevista para o Ciclo tarifário atual. O horizonte de tempo do Fluxo de Caixa Descontado, utilizado para o Cálculo da Receita Máxima Permitida (RMP), considera o período do 2º Ciclo Regulatório de 5 anos (2026-2030). A

construção do fluxo de caixa apresentado pela empresa se deu em função da definição da Base Regulatória de Ativos (BRA), das projeções de investimentos em manutenção do sistema de transporte (CAPEX) e dos custos de O&M e das despesas de G&A (OPEX).

O documento ressalta ainda que o cálculo da Receita Máxima Permitida incorpora, ainda, o valor residual da Base Regulatória de Ativos estimada para a data-base 31/12/2025, exceto pela parcela proporcional correspondente ao Contrato Legado TCO Brasil e o valor residual do ativo relacionado ao Contrato Legado CPAC 2007, quando da realização do cálculo tarifário. Nesse quesito, consideramos ser necessário incluir os ativos relacionados ao contrato legado, uma vez que ele compõe a base de ativos operacionais da empresa.

As tarifas de transporte propostas foram determinadas por ponto de entrada e zona de saída, seguindo um modelo de cálculo tarifário 100% postal, levando em conta que:

A aplicação desta metodologia encontra referência nos §4º e 5º do artigo 26 do Decreto nº 10.712/2021, alterado pelo Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024, conforme transcrito: " § 5º Durante o período em que não forem concluídas as ações regulatórias referentes às tarifas de transporte, a ANP adotará preferencialmente a modalidade postal para as tarifas de transporte, com vistas à mitigação de condições que possam favorecer discrepâncias acentuadas de preços entre as regiões do País. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)

§ 6º A tarifa postal a que se refere o § 5º é a tarifa uniforme cobrada de todos os carregadores do sistema de transporte de gás natural, independentemente da distância, de sua localização na malha de gasodutos e do seu operador, a qual pode ser diferenciada entre entrada e saída, para fins do disposto no art. 13, § 1º, da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. (Incluído pelo Decreto nº 12.153, de 2024)"

Figura 12 – Fator locacional e Tarifa Postal – TBG

Receita Máxima Permitida	2026	2027	2028	2029	2030
Total (R\$ mil)	1.710.206	1.719.937	1.754.420	1.313.501	1.377.430
Receita Entrada (R\$ mil)	855.103	859.968	877.210	656.750	688.715
Receita Saída (R\$ mil)	855.103	859.968	877.210	656.750	688.715
Tarifa Postal Equivalente (R\$/MMBtu)	8,2806	8,2806	8,2806	8,2806	8,2806
Tarifa Postal Equivalente Entrada (R\$/MMBtu)	3,8249	3,8209	3,8202	3,7173	3,7279
Tarifa Postal Equivalente Saída (R\$/MMBtu)	4,5124	4,5180	4,5189	4,6719	4,6553

A Proposta tarifária apresentada considera uma revisão da alocação da Receita entre entrada e saída, e passa a considerar 50% para os Pontos de Entrada e 50% para as zonas de saída a partir de 2026.

Figura 13 – Simulação da Receita Máxima Permitida – TBG

Receita Máxima Permitida	2026	2027	2028	2029	2030
Total (R\$ mil)	1.710.206	1.719.937	1.754.420	1.313.501	1.377.430
Receita Entrada (R\$ mil)	855.103	859.968	877.210	656.750	688.715
Receita Saída (R\$ mil)	855.103	859.968	877.210	656.750	688.715

A transportadora propõe a revisão do percentual de Desconto de Interconexão para Entradas e Saídas para 50%. Tal proposta encontra justificativa na necessidade de adequação das tarifas da TBG em função da significativa queda do suprimento de gás pela EMED Corumbá (Bolívia). Além disso, esta adequação visa manter competitividade do gás natural independente da sua origem.

Os resultados implicam em um aumento de 72,5% na tarifa média de transporte de gás natural nas malhas da TBG, principalmente nas Zonas de Saída e Pontos de Interconexão.

Figura 14 – Comparativo de tarifas (Tarifa Atual vs. Tarifa Proposta) – TBG, CBIE Advisory

	Tarifa Média 2026 - Proposta	Tarifa Média 2025	Var.
Entradas	Total		
Corumbá	5,3418	5,9215	-9,8%
Gascar (Interconexão)	2,7082	0,1825	1383,9%
Garuva	5,3418	4,0263	32,7%
Saídas	Total		
MS1	5,0824	2,4292	109,2%
SP1	5,0824	2,5409	100,0%
SP2	5,0824	2,6366	92,8%
SP3	5,0824	2,6316	93,1%
SP4	5,0824	2,7326	86,0%
PR1	5,0824	3,2265	57,5%
SC1	5,0824	3,6057	41,0%
SC2	5,0824	3,6057	41,0%
RS1	5,0824	4,5534	11,6%
Guararema (Interconexão)	2,5785	0,2253	1044,5%
Jacutinga (Interconexão)	2,5785	0,2253	1044,5%
Gascar (Interconexão)	2,5785	0,2253	1044,5%
Média	4,4579	2,5846	72,5%

As tarifas foram publicadas a custos de dezembro de 2025, considerando a inflação esperada, e por este motivo serão ajustadas em janeiro de 2026 pela média ponderada do Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M) e do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), acumulados dos últimos 12 (doze) meses observada, na proporção de 55% e 45%, respectivamente.

As tarifas serão ainda reajustadas todo mês de janeiro de cada Ano a partir de 2027 e permanecerão vigentes durante tal ano, aplicando-se como índice de reajuste a média ponderada entre IGMP e IPCA.

A CBIE Advisory simulou cenários de revisão tarifária aplicando a mesma metodologia utilizada no 1º Ciclo tarifário da TBG. Em cenário base, consideramos 100% da base regulatória de ativos disponível ao final de 2024 e CAPEX de manutenção de ativos disponibilizada pela companhia para o processo de Consulta Tarifária. Premissas de OPEX foram construídas com base nos dados históricos da companhia e nossas perspectivas de inflação.

Figura 15– Simulação de Revisão Tarifária TBG (cenário Base) – CBIE Advisory

	VPL (5)	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidade (1.000 m ³)	44.318.334	11.073.496	11.073.496	11.073.496	11.073.496	11.073.496
Receitas - NTS	4.520.338	1.045.327	1.098.791	1.139.380	1.180.289	1.215.698
Despesas Operacionais	2.359.991	581.128	571.553	579.619	597.233	627.582
PDD	0	0	0	0	0	0
P&D C&R	0	0	0	0	0	0
Taxa de regulação e fiscalização	0	0	0	0	0	0
Perdas	0	0	0	0	0	0
IR/CSLL	179.611	35.952	45.771	48.569	49.010	47.103
Investimentos	1.223.431	383.508	376.224	341.851	225.037	156.464
Variação do capital de giro	0	0	0	0	0	0
Base de Capital Inicial	3.219.299	0	0	0	0	0
Base de Capital Final	2.461.994	0	0	0	0	3.602.429
Livre Fluxo de Caixa + Bdk	-3.219.299	44.739	105.243	169.341	309.009	3.986.978
Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)	-3.219.299	41.460	90.380	134.765	227.890	2.724.805
Margem Média Máxima - Período (R\$/m ³)	0,0944					
Margem Média Máxima - Período (R\$/MMBTU)	2,5307					

Nesse cenário, projetamos uma tarifa média de R\$2,5307/MMBTU, indicando uma queda de 2,1% quando comparado a tarifa média atual de R\$2,5846/MMBTU.

Proposta Tarifária – TAG

De acordo com documento disponibilizado pela TAG através do número SEI 5082413 denominado “Nota Técnica – Proposta Tarifária Rev1 – TAG”, as tarifas foram construídas considerando a metodologia de cálculo tarifário de Entrada e Saída, sendo que o percentual de recuperação da RMP deverá ser de 70% pelos Pontos de Entrada e 30% pelos Pontos de Saída.

Segundo a Nota Técnica nº 13/2019-SIM, as tarifas de serviço de transporte devem seguir um modelo híbrido de cálculo tarifário composto por uma parcela de tarifa Postal e outra parcela de tarifação pela metodologia Distância Ponderada pela Capacidade (Capacity Weighted Distance – CWD). Nesse sentido, a TAG adotou a proporção de 90% postal e 10% locacional conforme orientação da ANP.

Em conformidade com a perspectiva de elevação gradativa do desconto na tarifa de interconexão prevista na Resolução CNPE 03/2022, foi aplicado um desconto de 95% para todo o Ciclo Regulatório.

A seguir apresentamos a análise dos principais pontos da proposta apresentada:

A valoração da Base de Ativos foi realizada pelo método CHCI a partir dos registros contábeis da TAG, anualmente auditados de forma independente, relativos ao seu ativo imobilizado na data base de 31 de dezembro de 2024. Sobre os registros contábeis residuais, procedeu-se à atualização monetária com base no índice de preços IGP-M para a data de dezembro de 2024. Cabe destacar que os investimentos realizados pela TAG no sistema de transporte a partir de 2019, que ainda não foram remunerados por meio das tarifas, estão sendo contemplados pelo valor bruto dos custos de aquisição (não depreciados) e atualizados monetariamente. Trata-se de investimentos realizados

para a garantia da confiabilidade, integridade, segurança, suporte operacional e abertura de mercado, além da adequação do sistema de transporte ao regime de entradas e saídas com múltiplos clientes.

Figura 16 – Proposta de valoração da Base Regulatória de Ativos - TAG

BRA por Relação de Bens e Instalações (Milhões R\$ - Dados Posição Dez/24- Moeda Dez/24)	CHCI		
	Valor de Aquisição	Depreciação Regulatória Acum.	Valor Residual Regulatório
Terrenos	-	-	-
Imóveis / Edificações / Benfeitorias	63,86	26,98	36,87
Tubulação - Trecho (s) / Ramal (is)	9.104,72	5.108,98	3.995,74
Componentes - Tubulação - Trecho(s) / Ramal(is)	490,25	252,70	237,55
Ponto(s) de Entrada	100,94	54,75	46,19
Ponto(s) de Saída	1.189,58	609,89	579,69
Estação (ões) de Compressão	588,04	233,92	354,12
Estação (ões) de Medição / Estação (ões) de Regulagem de Pressão	295,97	129,21	166,76
Ponto de Interconexão (entre transportes)	19,52	15,72	3,80
Móveis, Equipamentos e Instalações de Escritório	-	-	-
Máquinas e Equipamentos Operacionais	35,63	-	35,63
Infraestrutura de TI (Equipamentos e Instalações de Processamento de Dados)	104,56	-	104,56
Equipamentos e Instalações de Comunicação	-	-	-
Veículos	-	-	-
Pig Instrumentado	-	-	-
Redução de Emissão/ Transição Energética	-	-	-
Linepack	-	-	-
Service Exchange (Overhaul)	87,25	-	87,25
Condicionantes Ambientais	86,65	36,78	49,87
Classe de Locação	95,79	-	95,79
Outros	-	-	-
Sobressalentes Críticos	13,59	-	13,59
(A) Sub Total 1 - BRA - Dados Posição Dez/24	12.276,34	6.468,93	5.807,41

* (i) Ativos referentes ao Contrato Malha Nordeste listados no Anexo III pelo valor depreciado indexado; (ii) Ativos referentes ao Contrato Malha Nordeste e demais contratos legados não informados no Anexo III cujos investimentos foram realizados previamente a 2019 pelo valor depreciado indexado; (iii) Investimentos realizados pelos novos acionistas a partir de 13/06/2019 pelo custo de aquisição indexado.

A Tabela acima apresenta os seguintes valores:

- i. Custos contábeis depreciados e indexados até dezembro de 2024 dos ativos listados no Anexo III do TC1, referente ao Contrato Malha Nordeste e seus Aditivos, cuja data de término é 31/12/2025, totalizando R\$ 5.112,6 milhões.
- ii. Custos contábeis depreciados e indexados até dezembro de 2024 dos ativos não listados no Anexo III supracitado, cujos investimentos foram realizados no sistema de transporte até a data de aquisição da TAG pelos novos acionistas, totalizando R\$ 156,6 milhões.
- iii. Custos de aquisição indexados até dezembro de 2024 de todos os investimentos realizados pela TAG no sistema de transporte a partir da data de entrada dos novos acionistas em 13/06/2019, totalizando R\$ 538,2 milhões.

A Resolução ANP 15/2014 é clara ao mencionar que todos os ativos operacionais devem compor a Base Regulatória de Ativos.

Art. 6º Serão considerados bens e instalações destinados à exploração da atividade de transporte de gás natural sob o regime de autorização aqueles ativos expressamente autorizados pela ANP.

§ 3º. No caso de gasodutos de transporte que já se encontram em fase operacional na data de publicação desta Resolução, a metodologia de valoração da base regulatória de ativos utilizada pela ANP deverá levar em consideração:

I - o valor atual dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte;

II - o custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte;

III - o valor dos ativos resultante da aplicação de metodologias alternativas e amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte.

Dessa forma, assim como no caso da TBG, consideramos que a parcela referente ao Contrato Legado não deveria ser excluída do cálculo da Base Regulatória de Ativos, uma vez que tem a vez com a questão de contratação das malhas, e não da base de ativos operacionais.

A TAG adota o método de depreciação linear, ou seja, de forma igualitária ao longo da vida útil do bem, conforme previsto no Art. 6º da RANP 15/2014.

A projeção da demanda por capacidade de transporte é um dos componentes obrigatórios da proposta tarifária, conforme Art. 7º inciso VII da Resolução ANP #15/2014, e tem por finalidade a alocação de capacidade que otimize a utilização do gasoduto de transporte, bem como a definição do denominador da Tarifa de Referência.

Para fins da Proposta Tarifária foram apresentados 3 cenários alternativos, descritos a seguir:

- i. Cenário Referência de 2025 (oferta simplificada aprovada pela ANP), com vigência integral dos Legados

Capacidade de Entrada: Máximo volume entre (i) os volumes alocados de acordo com o Acordo de Redução de Flexibilidade (ARF), conforme homologado pela ANP e firmado em atendimento Termo de Compromisso de Cessação (TCC) + volume contratado por terceiros no POC; (ii) os volumes máximos históricos movimentados nos últimos 24 meses (junho/2021 a maio/2023); e (iii) os volumes provenientes das informações de mapeamento de demanda.

Capacidade de Saída: Máximo volume entre (i) os volumes alocados de acordo com o Acordo de Redução de Flexibilidade (ARF), conforme homologado pela ANP e firmado em atendimento Termo de Compromisso de Cessação (TCC) + volume contratado por terceiros no POC; (ii) os volumes

máximos históricos movimentados nos últimos 24 meses (junho/2021 a maio/2023); e (iii) os volumes provenientes das informações de mapeamento de demanda. A partir de 2025, considerou-se um aumento da demanda de mercado, derivado de um crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) de 1,5% a.a.

Consideramos que o período analisado no cenário de referência analisa períodos desatualizados, tendo em vista que nos outros cenários a base de dados analisada compreendia o período entre janeiro de 2023 e dezembro de 2024. Além disso, o período analisado em cenário de referência compreende limites inferiores de despacho termelétrico. Assim como no caso da TBG, seria necessário considerar um período maior para mitigar efeitos isolados, no qual foi utilizado o período de 5 anos mais análise qualitativa do período futuro.

Adicionalmente, é necessário maior embasamento na taxa de crescimento considerada na demanda a partir de 2025 tendo em vista que a referência de 1,5% a.a. está abstrata, sem abertura da expectativa de despacho termelétrico e consumo industrial

ii. Cenário 2026 – 2030 com térmicas

Capacidade de Entrada: Máximo volume entre (i) os volumes alocados de acordo com o Acordo de Redução de Flexibilidade (ARF), conforme homologado pela ANP e firmado em atendimento Termo de Compromisso de Cessação (TCC) + volume contratado por terceiros no POC; e (ii) os volumes máximos históricos movimentados nos últimos 24 meses (janeiro/2023 a dezembro/2024). Em comparação ao cenário de referência de 2025, foi desconsiderada a alocação de volumes para os pontos UTGSUL, conforme informação da Petrobras (campo depletado), e São Francisco do Conde III (TRBA) pertencente ao Contrato Malha NE que expira ao final de 2025.

Capacidade de Saída: Máximo volume entre (i) os volumes alocados de acordo com o Acordo de Redução de Flexibilidade (ARF), conforme homologado pela ANP e firmado em atendimento Termo de Compromisso de Cessação (TCC) + volume contratado por terceiros no POC; e (ii) os volumes máximos históricos movimentados nos últimos 24 meses (janeiro/2023 e dezembro/2024) dos pontos pertencentes ao contrato GASENE e a média histórica para os pontos pertencentes ao Contrato Malha NE. Para as termelétricas, considerou-se as respectivas capacidades máximas. A partir de 2026, considerou-se um aumento da demanda de mercado, derivado de um crescimento do Produto Interno Bruto (PIB)

Chama a atenção o fato de que em cenário alternativo a base de dados analisada para o mapeamento da demanda é mais atualizada quando comparado ao cenário de referência. Assim como mencionado anteriormente, consideramos que o período de 24 meses não é o suficiente para mapear a demanda de gás natural, sendo esse um período insatisfatório.

iii. Cenário 2026 – 2030 sem térmicas

Capacidade de Entrada: Máximo volume entre (i) os volumes alocados de acordo com o Acordo de Redução de Flexibilidade (ARF), conforme homologado pela ANP e firmado em atendimento Termo de Compromisso de Cessação (TCC) + volume contratado por terceiros no POC; e (ii) os volumes máximos históricos movimentados nos últimos 24 meses (janeiro/2023 a dezembro/2024). Em

comparação ao cenário de referência de 2025, foi desconsiderada a alocação de volumes para os pontos UTGSUL, conforme informação da Petrobras (campo depletado), e São Francisco do Conde III (TRBA) pertencente ao Contrato Malha NE que expira ao final de 2025.

Capacidade de Saída: Máximo volume entre (i) os volumes alocados de acordo com o Acordo de Redução de Flexibilidade (ARF), conforme homologado pela ANP e firmado em atendimento Termo de Compromisso de Cessação (TCC) + volume contratado por terceiros no POC; e (ii) os volumes máximos históricos movimentados nos últimos 24 meses (janeiro/2023 e dezembro/2024) dos pontos pertencentes ao contrato GASENE e a média histórica para os pontos pertencentes ao Contrato Malha NE. Neste cenário, desconsiderou-se todas as térmicas, exceto Termoçu, com volume mínimo do ARF Petrobras até 2028. A partir de 2026, considerou-se um aumento da demanda de mercado, derivado de um crescimento do Produto Interno Bruto (PIB).

De acordo com dados da ONS, o despacho termelétrico vem crescendo no Brasil nos últimos meses. Para fins comparativos, dados do mês de julho de 2025 (último dado disponível) indicam um crescimento de 32,9% na geração termelétrica em relação a 2024 e de 46,8% em relação a julho de 2023. Consideramos que a demanda termelétrica continuará a crescer, afastando a possibilidade do cenário sem térmicas.

Em relação aos investimentos e custos de O&M e G&A, a apresenta apresentou gastos estáticos, o que chama a atenção dado que várias dessas cifras, como custos com pessoal e alugueis, aumentam pelo menos em função da inflação.

Figura 17 – Projeções de custos de O&M + G&A - TAG

Tabela Resumo Projeção O&M+G&A	Abert. Mercado	Projeção de OPEX					Total 2026-2030	
	O&M + G&A (Mil R\$ - Moeda Dez/25)	2026	2026	2027	2028	2029		2030
Custo com Pessoal			73.434,91	73.434,91	73.434,91	73.434,91	73.434,91	367.174,56
- Custo com Pessoal (O&M)			25.239,72	25.239,72	25.239,72	25.239,72	25.239,72	126.198,62
- Custo com Pessoal (SG&A)			48.195,19	48.195,19	48.195,19	48.195,19	48.195,19	240.975,94
Manutenção e Operação de Compressores			66.853,62	66.853,62	66.853,62	66.853,62	66.853,62	334.268,08
Manutenção do Sistema de Proteção Catódica			4.053,59	4.053,59	4.053,59	4.053,59	4.053,59	20.267,95
Outras Manutenções			131.640,32	131.640,32	131.640,32	131.640,32	131.640,32	658.201,59
Conservação, Manutenção e Aluguel da Faixa de Servidão do Duto			46.692,88	46.692,88	46.692,88	46.692,88	46.692,88	233.464,39
Combustíveis e Lubrificantes			101,34	101,34	101,34	101,34	101,34	506,70
Energia Elétrica para Acionamento dos Compressores			-	-	-	-	-	0,00
Gás de Uso no Sistema								0,00
Gás para Balanceamento								0,00
Serviços de Utilidade Pública (Energia Elétrica, Água, Esgoto e etc.) e Comunicação			2.801,04	2.801,04	2.801,04	2.801,04	2.801,04	14.005,21
Passagem de PIG de limpeza			6.080,38	6.080,38	6.080,38	6.080,38	6.080,38	30.401,92
Alugueis e Seguros			28.989,16	28.989,16	28.989,16	28.989,16	28.989,16	144.945,80
Outros Custos e Despesas			17.469,16	17.469,16	17.469,16	17.469,16	17.469,16	87.345,79
Despesas Gerais e Administrativas (G&A) Atribuíveis ao Empreendimento	37.047,07	47.358,37	47.358,37	47.358,37	47.358,37	47.358,37	47.358,37	273.838,92
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)								0,00
Estudos e Projetos			13.663,56	13.663,56	13.663,56	13.663,56	13.663,56	68.317,78
TOTAL O&M			343.584,77	343.584,77	343.584,77	343.584,77	343.584,77	1.717.923,84
TOTAL G&A	37.047,07	95.553,56	95.553,56	95.553,56	95.553,56	95.553,56	95.553,56	514.814,86
TOTAL OPEX	37.047,07	439.138,33	439.138,33	439.138,33	439.138,33	439.138,33	439.138,33	2.232.738,70

O CAPEX considerado no fluxo de caixa inclui itens como aquisição de motores sobressalentes, investimentos em classe de locação, medidores, troca de tramos e travessias.

Figura 18 – Projeção do CAPEX - TAG

Investimentos por Relação de Bens e Instalações (Milhões R\$ - Dados Posição Dez/25 - Moeda Dez/25)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Terrenos	-	-	-	-	-	-
Imóveis / Edificações / Benfeitorias	2,90	1,97	0,19	-	-	-
Tubulação - Trecho (s) / Ramal (is)	27,00	24,49	0,20	2,36	0,50	0,50
Componentes - Tubulação - Trecho(s) / Ramal(is)	23,93	12,79	11,69	-	-	-
Ponto(s) de Entrada	9,89	14,67	13,87	52,66	78,01	78,01
Ponto(s) de Saída	32,23	39,03	18,21	20,37	5,97	5,97
Estação (ões) de Compressão	37,64	47,81	32,22	13,12	42,69	42,69
Estação (ões) de Medição / Estação (ões) de Regulagem de Pressão	3,12	4,32	1,70	4,90	6,01	6,01
Ponto de Interconexão (entre transportes)	4,38	14,45	13,74	-	-	-
Móveis, Equipamentos e Instalações de Escritório	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos Operacionais	32,75	26,38	2,79	5,13	8,47	8,47
Infraestrutura de TI (Equipamentos e Instalações de Processamento de Dados)	17,94	35,01	27,03	22,10	16,33	16,33
Equipamentos e Instalações de Comunicação	-	-	-	-	-	-
Veículos	-	-	-	-	-	-
Pig Instrumentado	16,93	10,45	8,04	5,60	2,42	2,42
Redução de Emissão/ Transição Energética	14,12	16,62	39,93	34,49	38,21	38,21
Linepack	-	-	-	-	-	-
Service Exchange (Overhaul)	31,88	36,87	33,86	57,82	14,45	14,45
Condicionantes Ambientais	-	-	-	-	-	-
Classe de Locação	85,77	95,26	102,00	0,67	24,53	24,53
Outros	51,40	62,25	85,41	99,43	39,23	39,23
Sobressalentes Críticos						
Investimentos - Dados Posição Dez/25	391,86	442,38	390,88	318,65	276,81	276,81

A estrutura financeira do projeto apresenta alguns pontos de atenção como despesas de O&M e de G&A estáticas, que acabam por influenciar no computo das tarifas de transporte, que pode estar sendo subestimada. Adicionalmente, é necessário reavaliar a Base Regulatória de Ativos para refletir os ativos referentes aos contratos legados.

O fluxo de caixa apresentado pela TAG foi construído considerando os seguintes componentes: Base Regulatória de Ativos (BRA) existente cujos valores ainda não foram recuperados por meio de tarifas de transporte, incluindo os novos investimentos não recuperados com abertura de mercado,

projeção de Investimentos, Custos de O&M e das Despesas de G&A (OPEX), e tributos, para o período 2026-2030.

Figura 19 – Fluxo de caixa descontado (Cenário de referência) – TAG

CÁLCULO DA RECEITA MÁXIMA PERMITIDA - TAG - CICLO 2026-2030

FLUXO DE CAIXA DESCONTADO				1	2	3	4	5
R\$/mil	Total		BRA ¹ Inicial Dez/2025	2026	2027	2028	2029	2030
Volume (MMm ³ /d)				21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Dias				365	365	366	365	365
Fator de conversão (MMbtu/m ³)				0,0373	0,0373	0,0373	0,0373	0,0373
Tarifa (R\$/MMbtu)	Sem imposto	7,37776		7,37776	7,37776	7,37776	7,37776	7,37776
Gross Revenue				2.168.122	2.168.122	2.174.062	2.168.122	2.168.122
ICMS	0,00%							
PIS/COFINS	0,00%							
Receita Líquida				2.168.122	2.168.122	2.174.062	2.168.122	2.168.122
<i>Custos Operacionais</i>				343.585	343.585	344.526	343.585	343.585
<i>Despesas Gerais e Administrativas</i>				95.554	95.554	95.815	95.554	95.554
<i>SG&A - Abertura de Mercado</i>				37.047				
Total OPEX				476.185	439.138	440.341	439.138	439.138
<i>Depreciação (Anexo III + Past Bra + New Bra)</i>				154.824	148.441	142.352	137.154	132.146
<i>Depreciação Sobressalentes Críticos</i>				431	413	397	383	369
<i>Depreciação Ativo Não Imobilizado</i>				24.905	23.878	22.960	22.121	21.314
<i>Depreciação Sustaining</i>				49.967	71.443	90.654	101.994	112.919
Total Depreciação				230.127	244.175	256.363	261.652	266.747
<i>Valor Residual (Anexo III + Past Bra + New Bra)</i>								3.363.616
<i>Valor Residual Sobressalentes Críticos</i>								13.398
<i>Valor Residual Ativo Não Imobilizado</i>								276.546
<i>Valor Residual Sustaining</i>								1.435.817
Total Valor Residual								5.089.377
EBIT				1.461.809	1.484.809	1.477.357	1.467.332	1.462.236
CSLL + IRPJ	34%			497.015	504.835	502.301	498.893	497.160
Lucro Líquido				964.794	979.974	975.056	968.439	965.076
Capital de Giro	0			321.672	3.087	890	-890	-324.759
<i>CAPEX Anexo III</i>	4.853.257		4.853.257					
<i>CAPEX Inv. Não Rem. Pré</i>	151.823		151.823					
<i>CAPEX Inv. Não Rem. Pós</i>	680.382		680.382					
<i>CAPEX Sobressaltante Crítico</i>	20.446		20.446					
<i>CAPEX Ativo Não Imobilizado</i>	414.219		414.219					
<i>CAPEX Sustaining</i>	2.097.399		391.865	442.379	390.883	318.654	276.810	276.810
CAPEX TOTAL	8.217.526		6.511.991	442.379	390.883	318.654	276.810	276.810
Fluxo de Caixa Livre			(6.511.991)	430.871	830.179	911.876	954.171	6.369.149

VPL
TIR



0
9,41%

Conforme mencionado anteriormente, chama a atenção os as rubricas de Custos Operacionais e Despesas Gerais e Administrativas terem custos estáticos ao longo do tempo, sendo necessária a apresentação de projeções mais fidedignas. Adicionalmente, assim como no caso da TBG, consideramos que é necessário rever a valoração da Base Regulatória de Ativos para refletir ativos referentes a parcela de contratos legado.

A TAG adotou a proporção de 90% tarifa postal e 10% locacional conforme orientação da ANP. O percentual de recuperação da RMP deverá ser de 70% pelos Pontos de Entrada e 30% pelos Pontos de Saída (Nota Técnica #13/2019-SIM).

Em conformidade com a perspectiva de elevação gradativa do desconto na tarifa de interconexão prevista na Resolução CNPE 03/2022, foi aplicado um desconto de 95% para todo o Ciclo Regulatório.

Como resultado, empresa apresentou sua tarifa para três cenários distintos, a saber:

Figura 20 – Proposta tarifária TAG (Cenário de referência) – TAG

Tarifa Postal TAG - Entrada (R\$/MMBtu)					
Cenários	2026	2027	2028	2029	2030
Referência 2025	5,3573	5,3573	5,6371	5,6445	5,6445
Com Térmicas	6,5452	6,5452	6,8870	6,8961	6,8961
Sem Térmicas	7,7182	7,7182	8,1213	8,3703	8,3703

Tarifa Postal TAG - Saída (R\$/MMBtu)					
Cenários	2026	2027	2028	2029	2030
Referência 2025	4,3028	4,3028	4,5275	4,5335	4,5335
Com Térmicas	4,8092	4,7439	4,9234	4,8621	4,7949
Sem Térmicas	6,6037	6,4814	6,6936	6,9516	6,8153

Os elementos de cálculo da tarifa de entrada e a tarifa de saída foram atualizados monetariamente até dezembro de 2025 e, por este motivo, as tarifas de transporte serão ajustadas em janeiro de 2026, pela média ponderada da cesta dos índices previstos nos legados, conforme previsto no Contrato Master, combinada com o índice proposto para reajuste da parcela da Receita Máxima Permitida não coberta pelos legados, conforme proposto a seguir.

As tarifas serão ainda reajustadas todo mês de janeiro de cada ano a partir de 2027 e permanecerão vigentes durante tal ano, aplicando-se como índice de reajuste a média ponderada pela Receita (i) dos contratos legados remanescentes, sobre a qual será aplicada a variação da cesta de índice de tais contratos e (ii) do restante da Base Regulatória de Ativos, sobre a qual será aplicada a proporção de 55% do Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M) e 45% Índice de Preços ao Consumidor Amplo

(IPCA), acumulados dos últimos 12 (doze) meses, conforme determinado pela Nota Técnica no 013/2019-SIM.

Figura 21 – Comparativo Tarifa de referência 2026 vs. tarifa atual - TAG

Cenários	Tarifa Referência 2026		RMP		Impacto CR		Volume	
	R\$/MMBTU	Var.	R\$ milhões	Var.	R\$ milhões	Var.	mil m³ / dia	Var.
Condições vigentes 2025 (CV)	8,89		6.295,32		2.145,73		73.840	
Cenário 1 (Volume Referência 2025)	9,66	8,7%	6.595,39	4,8%	2.114,40	-1,5%	73.840	0,0%
Cenário 2 (Volume com térmica)	11,35	27,7%	6.595,39	4,8%	2.114,40	-1,5%	61.864	-16,2%
Cenário 3 (Volume sem térmica)	14,32	61,1%	6.595,39	4,8%	2.114,40	-1,5%	45.192	-38,8%

A CBIE Advisory simulou cenários de revisão tarifária aplicando a mesma metodologia utilizada no 1º Ciclo tarifário da TBG.

Figura 22 – Simulação de revisão tarifária TAG – CBIE Advisory

	VPL (5)	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidade (1.000 m³)	107.865.665	26.951.600	26.951.600	26.951.600	26.951.600	26.951.600
Receitas - NTS	12.402.040	3.098.806	3.098.806	3.098.806	3.098.806	3.098.806
Despesas Operacionais	6.301.292	1.475.734	1.527.385	1.580.843	1.636.173	1.693.439
PDD	0	0	0	0	0	0
P&D C&R	0	0	0	0	0	0
Taxa de regulação e fiscalização	0	0	0	0	0	0
Perdas	0	0	0	0	0	0
IR/CSLL	1.533.895	419.812	403.050	381.527	359.393	336.621
Investimentos	2.434.106	591.954	600.618	609.408	618.327	627.376
Variação do capital de giro	0	0	0	0	0	0
Base de Capital Inicial	7.480.800	0	0	0	0	0
Base de Capital Final	5.348.054	0	0	0	0	7.825.359
Livre Fluxo de Caixa + Bdk	-7.480.800	611.306	567.754	527.028	484.914	8.266.729
Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)	-7.480.800	566.496	487.569	419.420	357.617	5.649.698
Margem Média Máxima - Período (R\$/m³)	0,1150					
Margem Média Máxima - Período (R\$/MMBTU)	3,0823					

Nossos resultados apontam para uma diminuição de tarifa da ordem de 36,2% passando de uma tarifa média de R\$4,8300 para R\$3,0823/MMBTU.

O setor regulado de distribuição de energia elétrica realiza ciclos de revisão tarifária periódica desde 2003 a cada 3, 4 ou 5 anos. Do Ativo Imobilizado em Serviço (com base em VNR ou Custo Histórico Corrigido) deduzem-se: (i) o Índice de Aproveitamento Integral de Terrenos de subestações; (ii) Obrigações Especiais (OEs) – Investimentos com recursos de terceiros; e (iii) Bens completamente depreciados (BTDs).

O WACC Regulatório (pre-tax) de 11,70% só é aplicado para a RAB Líquida após todas as deduções, sendo que as Obrigações Especiais são remuneradas por uma taxa de remuneração menor de 1,52%.

Figura 23 – Revisão Tarifária Neoenergia Pernambuco - 2025

Tabela 11. Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	16.781.545.522
(2) Índice de Aproveitamento Integral	29.004.644
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.070.477.034
(4) Bens Totalmente Depreciados	2.463.248.598
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	13.218.815.246
(6) Depreciação Acumulada	8.079.302.844
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	8.702.242.678
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	14.390.148
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (1)-(6)-(8)	8.687.852.530
(10) Almojarifado em Operação	26.931.621
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	566.699.616
(13) Terrenos e Servidões	120.095.589
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (9)+(10)+(11)-(12)+(13)	8.268.180.125
(15) Base de Remuneração Ativos Concessionária	8.268.180.125
(16) WACC	11,70%
(17) Remuneração Ativos Concessionária	967.728.225
(18) Base Obrigações Especiais	1.070.477.034
(19) Taxa de Remuneração das Obrigações Especiais	1,52%
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	16.308.490
(21) Remuneração do Capital = (17)+(20)	984.036.714
(22) Taxa de Depreciação	4,06%
(23) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (22)	536.683.899

Nesse sentido, exercitamos um cenário considerando a chance de replicar a lógica de Obrigações Especiais para a remuneração de ativos completamente depreciados. Nesse cenário, chegamos a uma tarifa média da ordem de R\$2,5889/MMBTU, indicando uma redução potencial de até 46,4% em relação as tarifas atuais.

Em primeiro momento, calculamos a tarifa excluindo a base completamente depreciada do computo da tarifa principal. Nesse cenário a tarifa média de transporte atingiria R\$2,0978/MMBTU, indicando uma redução potencial de até 56,6% em relação a tarifa referência de 2025.

Figura 24 - Revisão Tarifária com base depreciada – TAG

	VPL (5)	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidade (1.000 m ³)	107.865.665	26.951.600	26.951.600	26.951.600	26.951.600	26.951.600
Receitas - NTS	9.039.585	2.109.053	2.193.415	2.270.184	2.349.641	2.431.878
Despesas Operacionais	4.774.849	1.118.248	1.157.387	1.197.895	1.239.822	1.283.215
PDD	0	0	0	0	0	0
P&D C&R	0	0	0	0	0	0
Taxa de regulação e fiscalização	0	0	0	0	0	0
Perdas	0	0	0	0	0	0
IR/CSLL	1.109.251	258.630	269.230	277.415	288.377	299.851
Investimentos	1.466.292	442.379	390.883	318.654	376.810	276.810
Variação do capital de giro	0	0	0	0	0	0
Base de Capital Inicial	5.819.000	0	0	0	0	0
Base de Capital Final	4.129.807	0	0	0	0	6.042.800
Livre Fluxo de Caixa + Bdk	-5.819.000	289.795	375.915	476.220	444.632	6.614.802
Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)	-5.819.000	268.553	322.824	378.986	327.910	4.520.728
Margem Média Máxima - Período (R\$/m ³)	0,0783					
Margem Média Máxima - Período (R\$/MMBTU)	2,0978					

Caso adotássemos uma remuneração teto para a operação e manutenção (O&M) de ativos totalmente depreciados de 1,52%, replicando-se a taxa adotada para Obrigações Especiais no setor elétrico, encontramos tarifa de R\$0,4911/MMBTU. Somando a tarifa sobre a base principal e remuneração de O&M, encontramos uma tarifa total de R\$2,5889/MMBTU, implicando em uma redução de até 46,4% em relação a tarifa atual.

Figura 25 – Projeção de O&M de ativos depreciados TAG – CBIE Advisory

	VPL (5)	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidade (1.000 m ³)	128.824.528	26.951.600	26.951.600	26.951.600	26.951.600	26.951.600
Receitas - NTS	2.561.334	493.689	518.938	538.108	557.429	574.152
Despesas Operacionais	0	0	0	0	0	0
PDD	0	0	0	0	0	0
P&D C&R	0	0	0	0	0	0
Taxa de regulação e fiscalização	0	0	0	0	0	0
Perdas	0	0	0	0	0	0
IR/CSLL	0	0	0	0	0	0
Investimentos	0	0	0	0	0	0
Variação do capital de giro	0	0	0	0	0	0
Base de Capital Inicial	12.238.000	0	0	0	0	0
Base de Capital Final	9.676.666	0	0	0	0	10.434.792
Livre Fluxo de Caixa + Bdk	-12.238.000	493.689	518.938	538.108	557.429	11.008.944
Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)	-12.238.000	486.297	503.515	514.298	524.787	10.209.103
Margem Média Máxima - Período (R\$/m ³)	0,0183					
Margem Média Máxima - Período (R\$/MMBTU)	0,4911					

Proposta Tarifária – NTS

De acordo com documento disponibilizado para a Consulta Pública denominado "Nota Técnica da NTS 'Plano de Negócios e Proposta Tarifária Ciclo Regulatório 2026-2030'" (SEI 5133908), as tarifas apresentadas foram construídas considerando a aplicação da metodologia postal para 80% da RMP e da metodologia CWD para 20% da RMP (Anexos 16.3 e 16.4).

O cenário de capacidade considerou dois cenários: com UTEs e sem UTEs, para apreciação do regulador. A CBIE Advisory apresenta suas considerações sobre o tema ao longo deste documento.

A seguir apresentamos a análise dos principais pontos da proposta apresentada:

A NTS apresentou sua proposta de Valoração da Base Regulatória de Ativos utilizando a metodologia de CHCI, em conformidade com os precedentes da 1ª revisão da base regulatória de ativos da TBG, estabelecido na Nota Técnica ANP nº 1/2021/SIM e da Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural nº 01/2023 da Transportadora Sul Brasileira de Gás (TSB), aprovada através do Despacho ANP nº 1.455/2023 e o disposto no inciso I, parágrafo terceiro do art. 6º da Resolução ANP nº 015/2014.

Figura 26 – Proposta de Valoração da Base Regulatória de Ativos – NTS

BRA por Tipo de Bens e Instalações (Milhões R\$ - Dados Posição Dez/24 - Moeda Dez/24)	CHCI		
	Valor de Aquisição	Depreciação Regulatória Acum.	Valor Residual Regulatório
Terrenos	0	0	0
Imóveis / Edificações / Benfeitorias	52	-7	44
Tubulação - Trecho (s) / Ramal (s)	7.316	-3.914	3.402
Componentes Tubulação - Trecho (s) / Ramal (s)	222	-28	193
Ponto (s) de Entrada	59	-7	52
Ponto (s) de Saída	973	-498	475
Estação (ões) de Compressão / Serviço (s) de Compressão	72	-0	72
Estação (ões) de Medição / Estação (ões) de Regulagem de Pressão	60	-34	26
Ponto de Interconexão (entre transportes)	26	-2	24
Móveis, Equipamentos e Instalações de Escritório	0	0	0
Máquinas e Equipamentos Operacionais	76	-31	45
Infraestrutura de TI	107	-0	107
Equipamentos e Instalações de Comunicação	22	-1	21
Veículos	0	0	0
Pig Instrumentado	435	0	435
Redução de Emissão/ Transição Energética	0	0	0
Linepack	140	-31	108
Overhaul	70	0	70
Condicionantes Ambientais	175	-13	163
Classe de Locação	34	0	34
Outros	35	-10	25
Sobressalentes Críticos	22	0	22
Total	9.895	-4.576	5.319

O índice monetário aplicado ao valor depreciado dos ativos foi o Índice Geral de Preços ao Consumidor (IGP-M), conforme índice previsto no Contrato Legado da Malha SE, que vencerá em dezembro de 2025, e nas Notas Técnicas ANP nº 013/2019-SIM e nº 01/2021-SIM, referentes à 1ª Revisão Tarifária da TBG.

O valor da BRA apresentado não contempla os ativos abrangidos pelos contratos legados que permanecerão vigentes após o ciclo de 2026-2030, por não serem objeto de revisão tarifária. Os ativos originários dos contratos legados cujas datas de término ocorrem em período posterior a 2030 possuem suas receitas determinadas em seus respectivos instrumentos contratuais e asseguradas

de acordo com o disposto no Art. 44 da Lei 14.134/2021, não sendo aplicável, neste momento, a avaliação do valor de seus respectivos ativos.

Assim como apresentado na avaliação da Base de Ativos da TBG, entendemos que a parcela de ativos pertinentes aos contratos legados não deveria ser desconsiderada. Isso porque os investimentos associados a esse contrato resultaram em ativos que continuam integrando a infraestrutura essencial de transporte e permanecem em operação, garantindo a prestação do serviço regulado. A exclusão desse montante pode gerar distorções na valoração da BRA, subestimando o real patrimônio regulatório disponível e comprometendo a adequada remuneração dos ativos que, de fato, seguem sendo utilizados na atividade.

Adicionalmente, a Resolução ANP nº 15/2014, que define os critérios para composição da BRA, estabelece que os ativos vinculados ao serviço de transporte devem ser considerados pelo valor atualizado, deduzida a depreciação acumulada.

Art. 6º Serão considerados bens e instalações destinados à exploração da atividade de transporte de gás natural sob o regime de autorização aqueles ativos expressamente autorizados pela ANP.

§ 3º. No caso de gasodutos de transporte que já se encontram em fase operacional na data de publicação desta Resolução, a metodologia de valoração da base regulatória de ativos utilizada pela ANP deverá levar em consideração:

I - o valor atual dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte;

II - o custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte;

III - o valor dos ativos resultante da aplicação de metodologias alternativas e amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte.

Não há, portanto, fundamento claro que determine a exclusão automática de parcelas associadas a contratos legados quando os ativos permanecem em operação e continuam gerando benefícios ao sistema.

Ao contrário da TAG e TBG, a NTS não traz em sua proposta tarifária um capítulo sobre os critérios de depreciação utilizados na composição das tarifas e valoração da base, mas entende-se que seja aplicado o método de depreciação linear a partir da análise de dados disponibilizados via Excel (SEI 5133886 e SEI 5133902).

A transportadora apresentou dois cenários de projeção de demanda por capacidade, sendo um com UTEs e outro sem UTEs. Destaca-se que para demandas não térmicas foi utilizado a média histórica dos dois anos anteriores.

I. Cenário com UTEs:

Contratação anual dos pontos de entrada da NTS:

- a. UTGCA: média histórica de movimentação dos anos 2023-2024
- b. GNL Baía de Guanabara: 20 milhões m³/d baseado no cenário térmico
- c. Itaboraí: Contratação feita pela Petrobras para os anos 2026-2029
- d. Paulínia (Interconexão): média histórica de movimentação dos anos 2023-2024
- e. TECAB: média histórica de movimentação dos anos 2023-2024
- f. Guararema (Interconexão): média histórica de movimentação dos anos 2023-2024
- g. REPLAN (Interconexão): estimativa baseada nas contratações de 2025
- h. Cabiúnas (Interconexão): estimativa baseada nas contratações de 2025

Contratação anual das zonas/pontos de saída da NTS:

- i. Consumo termelétrico: capacidade máxima de consumo de gás
- j. Consumo não termelétrico: média histórica de movimentação dos anos 2023-2024
- k. REPLAN (Interconexão): média histórica de movimentação dos anos 2023-2024
- l. Cabiúnas (Interconexão): estimativa baseada nas contratações de 2025

Redução referente a eventual revisão das decisões proferidas em sede administrativa pela Diretoria Colegiada da ANP que viesse a permitir um by-pass do sistema de transporte por meio do TRSP:

- m. TECAB foi reduzido em 4 milhões m³/d
- n. SP3 foi reduzida em 3 milhões m³/d e SP4 em 1 milhão m³/d

Figura 27 – Cenário de demanda por capacidade (Com UTEs) - NTS

Cenário de Capacidade de Referência (mil m ³ /dia)	
Ponto de Entrada	2026 -2030
Caraguatatuba	11.122
GNL BGB	20.000
Itaboraí	13.564
Paulínia (Interconexão)	258
TECAB	7.766
Guararema (Interconexão)	3.398
REPLAN (Interconexão)	200
TECAB (Interconexão)	200
Total	56.508

Cenário de Capacidade de Referência (mil m ³ /dia)	
Zonas/Pontos de Saída	2026 -2030
MG 1	590
MG 2	1.359
MG 3	2.641

Cenário de Capacidade de Referência (mil m ³ /dia)	
Zonas/Pontos de Saída	2026 -2030
MG 4	258
RJ 1	16.814
RJ 2	8.598
RJ 3	1.497
RJ 4	275
RJ 5	696
SP 1	995
SP 2	2.460
SP 3	3.908
SP 4	2.018
TECAB (Interconexão)	200
REPLAN (Interconexão)	3.635
Total	45.944

No caso de contratação das térmicas, a projeção de capacidade a ser contratada corresponde a análise do período entre 2023 e 2024, período com baixo despacho termelétrico em função dos

níveis benignos de chuva. Importante mencionar que atualmente os principais reservatórios do país operam pressionados, aumentando a necessidade de despacho termelétrico, conforme demonstrado anteriormente.

A média histórica de apenas dois anos anteriores para demandas não térmicas pode destacar eventos não recorrentes. Consideramos que é necessário analisar um período maior para mitigar esses efeitos.

Consideramos que a análise deve ser feita considerando a conjuntura atual do momento, e levar em consideração apenas dados históricos para estimar a demanda por capacidade pode subestimar a demanda, impactando diretamente na tarifa dos usuários finais.

II. Cenário sem UTEs:

Contratação anual dos pontos de entrada da NTS:

- a. UTGCA: média histórica de movimentação dos anos 2023-2024
- b. GNL Baía de Guanabara: valor simbólico para geração de tarifa
- c. Itaboraí: Contratação feita pela Petrobras para os anos 2026-2029
- d. Paulínia (Interconexão): média histórica de movimentação dos anos 2023-2024
- e. TECAB: média histórica de movimentação dos anos 2023-2024
- f. Guararema (Interconexão): média histórica de movimentação dos anos 2023-2024
- g. REPLAN (Interconexão): estimativa baseada nas contratações de 2025
- h. Cabiúnas (Interconexão): estimativa baseada nas contratações de 2025

Contratação anual das zonas/pontos de saída da NTS:

- i. Consumo termelétrico: mantido apenas o volume das térmicas com inflexibilidade
- j. Consumo não termelétrico: média histórica de movimentação dos anos 2023-2024
- k. REPLAN (Interconexão): média histórica de movimentação dos anos 2023-2024
- l. Cabiúnas (Interconexão): estimativa baseada nas contratações de 2025

Redução referente a eventual revisão das decisões proferidas em sede administrativa pela Diretoria Colegiada da ANP que viesse a permitir um by-pass do sistema de transporte por meio do TRSP:

- m. TECAB foi reduzido em 4 milhões m³/d

n. SP3 foi reduzida em 3 milhões m³/d e SP4 em 1 milhão m³/d

Figura 28 – Cenário de demanda por capacidade (Sem UTEs) - NTS

Cenário de Capacidade de Referência (mil m ³ /dia)	
Ponto de Entrada	2026 -2030
Caraguatatuba	11.122
GNL BGB	200
Itaboraí	13.564
Paulínia (Interconexão)	258
TECAB	7.766
Guararema (Interconexão)	3.398
REPLAN (Interconexão)	200
TECAB (Interconexão)	200
Total	36.708

Cenário de Capacidade de Referência (mil m ³ /dia)	
Zonas/Pontos de Saída	2026 -2030
MG 1	84
MG 2	1.359
MG 3	1.591
MG 4	258
RJ 1	4.114
RJ 2	1.672
RJ 3	1.497
RJ 4	275
RJ 5	696
SP 1	995
SP 2	2.460
SP 3	1.008
SP 4	1.318
TECAB (Interconexão)	200
REPLAN (Interconexão)	3.635
Total	21.162

Nesse cenário, há redução de aproximadamente 20.000 mil m³/dia na capacidade de entrada e outros 24.000 mil m³/d em capacidade de saída. Conforme mencionado anteriormente, é necessário análise de um período maior para mitigar eventos pontuais, além de considerar fatores qualitativos

na construção da projeção de demanda, visto o impacto considerável que a variável tem sobre as tarifas aos usuários finais.

Figura 29 – Projeção de custos e despesas com O&M e G&A - NTS

O&M + G&A: TOTAL NTS (sem rateio por Contrato) (R\$ - Moeda Dez/25)	2026	2027	2028	2029	2030	2026-2030
Custo com Pessoal	152.690.206,56	152.690.206,56	152.690.206,56	152.690.206,56	152.690.206,56	763.451.032,78
Manutenção e Operação de Compressores	23.357.230,16	23.691.318,43	24.037.600,93	24.396.522,73	24.768.545,19	120.251.217,43
Manutenção do Sistema de Proteção Catódica	2.282.567,65	661.387,89	2.304.836,60	2.059.878,12	799.455,40	8.108.125,67
Outras Manutenções	69.484.357,10	68.641.880,11	70.344.118,85	70.098.046,92	65.933.530,08	344.501.933,05
Conservação, Manutenção e Aluguel da Faixa de Servidão do Duto	158.702.660,55	158.702.660,55	158.702.660,55	158.702.660,55	158.702.660,55	793.513.302,74
Combustíveis e Lubrificantes	1.938.937,80	1.938.937,80	1.938.937,80	1.938.937,80	1.938.937,80	9.694.689,01
Energia Elétrica para Acionamento dos Compressores	782.134,61	2.169.338,93	2.169.338,93	2.169.338,93	2.169.338,93	9.459.490,35
Gás de Uso no Sistema	-	-	-	-	-	-
Gás para Balanceamento	-	-	-	-	-	-
Serviços de Utilidade Pública (Energia Elétrica, Água, Esgoto e etc.) e Comunicação	4.251.166,39	4.251.166,39	4.251.166,39	4.251.166,39	4.251.166,39	21.255.831,94
Passagem de PIG de limpeza	321.036,70	199.735,83	232.547,28	256.736,14	364.664,47	1.374.720,42
Aluguéis e Seguros	49.062.903,15	49.876.019,71	50.854.991,64	50.587.976,96	50.463.270,83	250.845.162,28
Outros Custos e Despesas Operacionais	104.749.727,66	98.542.109,39	97.513.448,99	94.767.624,27	99.759.157,46	495.332.067,77
Despesas Gerais e Administrativas (G&A)	60.526.234,96	62.452.134,59	61.278.729,17	62.504.917,68	62.418.813,97	309.180.830,37
Estudos e Projetos	-	-	-	-	-	-
Subtotal SEM Novos Negócios, Abertura de Mercado e Gasig (R\$ - Moeda Dez/25)	628.149.163,28	623.816.896,17	626.318.583,68	624.424.013,06	624.259.747,62	3.126.968.403,81
Abertura de Mercado - Passado Despesas Gerais e Administrativas	268.771.676,80	-	-	-	-	268.771.676,80
Abertura de Mercado - Despesas Gerais e Administrativas	7.011.419,55	7.015.873,34	7.015.873,34	7.015.873,34	7.015.873,34	35.074.912,90
Abertura de Mercado - Outros Custos e Despesas Operacionais	15.247.903,21	15.226.343,65	15.247.761,90	15.271.321,97	15.297.238,06	76.290.568,79
GASIG - Conservação, Manutenção e Aluguel da Faixa de Servidão do Duto	1.088.790,10	1.088.790,10	1.088.790,10	1.088.790,10	1.088.790,10	5.443.950,52
GASIG - Outras Manutenções	2.448.052,48	2.448.052,48	2.448.052,48	2.448.052,48	2.448.052,48	12.240.262,38
GASIG - Outros Custos e Despesas Operacionais	1.430.063,04	1.430.063,04	1.430.063,04	1.430.063,04	1.430.063,04	7.150.315,19
GASIG - Despesas Gerais e Administrativas (G&A)	685.897,96	685.897,96	685.897,96	685.897,96	685.897,96	3.429.489,79
Estudos preliminares de viabilidade do Gasoduto Triângulo Mineiro	2.574.793,34	5.313.935,19	34.683.622,79	53.943.092,17	37.990.127,14	134.505.570,62
Estudos preliminares de viabilidade do projeto DB II	18.171.113,58	73.469.678,58	20.654.515,11	-	-	112.295.307,27
ECOMP MACAÉ (O&M)	-	-	-	1.275.444,39	15.305.332,73	16.580.777,13
ECOMP MACAÉ (G&A)	-	-	-	255.088,88	3.061.066,55	3.316.155,43
GASINF (O&M)	-	-	1.495.155,50	17.941.865,95	17.941.865,95	37.378.887,40
GASINF (G&A)	-	-	299.031,10	3.588.373,19	3.588.373,19	7.475.777,48
P&D&I Novos Negócios	5.699.628,49	5.810.300,89	5.810.300,89	1.051.387,78	1.051.387,78	19.423.005,84
ERP SJC (O&M)	-	29.331,68	351.980,16	351.980,16	351.980,16	1.085.272,15
ERP SJC (G&A)	-	9.869,39	118.432,74	118.432,74	118.432,74	365.167,61
ECOMP JAPERI (O&M)	-	-	1.263.207,39	15.158.488,66	15.158.488,66	31.580.184,70
ECOMP JAPERI (G&A)	-	-	345.021,82	4.140.261,82	4.140.261,82	8.625.545,46
PR Macaé (O&M)	-	-	982.922,01	1.474.383,01	1.474.383,01	3.931.688,03
PR Macaé (G&A)	-	-	196.584,40	294.876,60	294.876,60	786.337,61
Novo PR A (O&M)	-	-	-	391.488,66	521.984,88	913.473,53
Novo PR A (G&A)	-	-	-	78.297,73	104.396,98	182.694,71
Novo PR B (O&M)	-	-	-	-	391.488,66	391.488,66
Novo PR B (G&A)	-	-	-	-	78.297,73	78.297,73
Novo PE A (O&M)	-	-	-	391.488,66	521.984,88	913.473,53
Novo PE A (G&A)	-	-	-	78.297,73	104.396,98	182.694,71
Novo PE B (O&M)	-	-	-	-	391.488,66	391.488,66
Novo PE B (G&A)	-	-	-	-	78.297,73	78.297,73
Gasbel II (O&M)	-	-	-	-	1.745.789,75	1.745.789,75
Gasbel II (G&A)	-	-	-	-	349.157,95	349.157,95
Subtotal Novos Negócios, Abertura de Mercado e GASIG (R\$ - Moeda Dez/25)	323.129.338,55	112.528.136,29	94.117.212,70	128.473.247,02	132.729.775,48	790.977.710,03
O&M + G&A: TOTAL NTS (sem rateio por contrato) (R\$ - Moeda Dez/25)	951.278.501,83	736.345.032,46	720.435.796,38	752.897.260,08	756.989.523,09	3.917.946.113,84

Na projeção de custos e despesas com O&M e G&A, chama a atenção o fato de apresentarem valores estáticos quando desconsiderados os gastos com Novos Negócios, Abertura de Mercado e GASIG. É necessário apresentar projeções confiáveis, aplicando as melhores práticas a fim de se evitar distorções tarifárias.

O fluxo de caixa foi construído considerando as premissas de O&M e G&A, depreciação, tributos, investimentos, capital de giro e a Base Regulatória de ativos. Assim como no caso da TAG e TBG,

consideramos ser essencial a revisão da Base Regulatória de Ativos para retirar a parcela já depreciada desses ativos.

Figura 30 – Fluxo de caixa consolidado (cenário de referência) - NTS

Fluxo Consolidado						
DRE (MM R\$)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Receita Líquida		2.059,28	2.059,83	2.149,18	2.878,10	3.581,04
O&M+G&A		(712,58)	(499,29)	(482,43)	(515,62)	(557,48)
EBITDA		1.346,70	1.560,53	1.666,75	2.362,49	3.023,56
Depreciação		(292,75)	(317,96)	(348,70)	(459,59)	(562,15)
EBIT		1.053,95	1.242,57	1.318,04	1.902,89	2.461,41
Tributos		(358,34)	(422,47)	(448,13)	(646,98)	(836,88)
NOPAT		695,60	820,10	869,91	1.255,91	1.624,53
		-	-	-	-	-
FCFF (MM R\$)						
EBITDA		1.346,70	1.560,53	1.666,75	2.362,49	3.023,56
Δ Capital de Giro		(283,83)	(18,84)	(125,27)	(96,45)	524,40
CAPEX		(1.324,07)	(1.455,03)	(345,03)	(173,43)	(642,37)
Sustaining CAPEX		(601,97)	(512,35)	(483,89)	(467,13)	(473,86)
Tributos		(358,34)	(422,47)	(448,13)	(646,98)	(836,88)
Valor Residual		-	-	-	-	9.199,75
FCFF	(5.945,02)	(1.221,53)	(848,16)	264,42	978,49	10.794,59
BRA		7.383,80	8.824,31	9.078,00	8.992,73	9.199,75
WACC		9,41%				
Check VPL		0,00				

Conforme a proposta tarifária da transportadora, durante o período de 2026 a 2030 ocorre o fim da vigência de três GTAs legado da NTS, sendo que o valor residual associado a cada um desses ativos foi incorporado a BRA para composição de sua receita após seus respectivos termos de vigência.

Figura 31 – Comparativo tarifas de referência 2026 vs tarifa atual – NTS

Ponto de Entrada	Tarifas 2025	Tarifas 2025	Tarifas 2026	Variação	Tarifas 2027	Tarifas 2028	Tarifas 2029	Tarifas 2030
	(Data base/25)	(Data base/26)	(Data base/26)		2025 x 2026			
	R\$/MMBTU	R\$/MMBTU	R\$/MMBTU		R\$/MMBTU	R\$/MMBTU	R\$/MMBTU	R\$/MMBTU
Caraguatatuba	6,1826	6,2804	5,9576	▼ -5%	6,0359	6,1259	6,9159	7,3735
GNL BGB	5,5358	5,6233	5,2741	▼ -6%	5,3435	5,4202	6,0944	6,4699
Itaboraí	5,6805	5,7704	5,4160	▼ -6%	5,4872	5,5661	6,2591	6,6454
Interconexão Paulínia	0,5715	0,5806	0,5534	▼ -5%	0,5607	0,5693	0,6449	0,6901
TECAB	6,1065	6,2031	5,8311	▼ -6%	5,9078	5,9930	6,7419	7,1610
Interconexão	0,5317	0,5401	0,5152	▼ -5%	0,5220	0,5299	0,5995	0,6405
Interconexão REPLAN	0,5715	0,5806	0,5534	▼ -5%	0,5607	0,5693	0,6449	0,6901
Interconexão TECAB	0,5585	0,5673	0,5363	▼ -5%	0,5433	0,5513	0,6212	0,6609
Zona de Saída								
MG	3,5503	3,6064	3,5586	▼ -1%	3,6054	3,6573	4,1129	4,3672
RJ	2,8166	2,8611	2,8049	▼ -2%	2,8418	2,8820	3,2352	3,4287
SP	3,3356	3,3883	3,3545	▼ -1%	3,3986	3,4469	3,8706	4,1035
Interconexão REPLAN	0,3028	0,3076	0,3037	▼ -1%	0,3077	0,3123	0,3529	0,3767
Interconexão TECAB	0,2616	0,2657	0,2582	▼ -3%	0,2616	0,2656	0,3003	0,3207
Média Postal (Trecho)	8,0413	8,1619	7,8271	▼ -4%	7,9300	8,0680	9,0669	9,6479

Nota: As capacidades incrementais associadas aos projetos de expansão ainda não estão sendo consideradas nos cenários de capacidade de referência da NTS, devendo ser revisados conforme ocorrerem suas aprovações.

A transportadora prevê uma queda de aproximadamente 5,5% nas tarifas, alcançando uma tarifa média de R\$2,6859/MMBTU vs. média atual de R\$2,8413/MMBTU por trecho (desconsiderando interconexões).

A alocação de custos será de 70% para o conjunto de pontos de entrada e de 30% para o conjunto de pontos de saída, além da aplicação de 80% tarifa postal e 20% locacional. O desconto para interconexões considerado foi de 90%.

Conforme planilha disponibilizada pela transportadora, a tarifa será atualizada com base nos indicadores de IPCA e IGMP na proporção de 55%/45%.

A CBIE Advisory simulou cenários de revisão tarifária aplicando a mesma metodologia utilizada no 1º Ciclo tarifário da TBG. Nós consideramos a projeção de investimentos disponibilizada pela empresa e análises de custos e despesas próprias considerando o histórico verificado no último ano fiscal e perspectivas de inflação.

O volume considerado está em linha com as projeções do cenário de referência com térmicas disponibilizado pela NTS.

Figura 32 - Simulação de revisão tarifária NTS – CBIE Advisory

	VPL (5)	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidade (1.000 m³)	149.662.149	37.394.980	37.394.980	37.394.980	37.394.980	37.394.980
Receitas - NTS	10.502.097	2.624.082	2.624.082	2.624.082	2.624.082	2.624.082
Despesas Operacionais	3.452.740	808.616	836.918	866.210	896.527	927.906
PDD	0	0	0	0	0	0
P&D C&R	0	0	0	0	0	0
Taxa de regulação e fiscalização	0	0	0	0	0	0
Perdas	0	0	0	0	0	0
IR/CSLL	1.766.064	490.022	465.075	429.421	408.083	394.882
Investimentos	4.932.269	1.926.049	1.967.383	828.912	640.564	476.721
Variação do capital de giro	0	0	0	0	0	0
Base de Capital Inicial	7.206.939	0	0	0	0	0
Base de Capital Final	6.855.915	0	0	0	0	10.031.686
Livre Fluxo de Caixa + Bdk	-7.206.939	-600.605	-645.294	499.539	678.908	10.856.258
Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)	-7.206.939	-556.579	-554.159	397.543	500.684	7.419.450
Margem Média Máxima - Período (R\$/m³)	0,0702					
Margem Média Máxima - Período (R\$/MMBTU)	1,8812					

Nossos resultados apontam para uma diminuição de tarifa da ordem de 33,8% passando dos atuais R\$2,8413/MMBTU para R\$1,8812/MMBTU.

Em exercício análogo ao realizado para as malhas da TAG, desenhamos um cenário onde excluímos completamente os ativos depreciados contabilmente da NTS, onde chegamos a uma tarifa média da ordem de R\$1,6317/MMBTU, indicando uma redução potencial de até 43,6% em relação a tarifa média atual.

Em primeiro momento, calculamos a tarifa excluindo a base completamente depreciada do computo da tarifa principal. Nesse cenário a tarifa média de transporte atingiria R\$1,4976/MMBTU, indicando uma redução potencial de até 47,3% em relação a tarifa referência de 2025.

Figura 33 - Revisão Tarifária com base depreciada – NTS

	VPL (5)	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidade (1.000 m ³)	149.662.149	37.394.980	37.394.980	37.394.980	37.394.980	37.394.980
Receitas - NTS	9.033.676	2.089.036	2.195.880	2.276.995	2.358.751	2.429.513
Despesas Operacionais	3.389.031	793.696	821.475	850.227	879.985	910.784
PDD	0	0	0	0	0	0
P&D C&R	0	0	0	0	0	0
Taxa de regulação e fiscalização	0	0	0	0	0	0
Perdas	0	0	0	0	0	0
IR/CSLL	1.349.111	270.439	319.734	332.762	353.657	436.451
Investimentos	2.997.173	1.324.000	1.455.000	345.030	173.030	173.430
Variação do capital de giro	0	0	0	0	0	0
Base de Capital Inicial	5.819.000	0	0	0	0	0
Base de Capital Final	4.520.640	0	0	0	0	6.614.673
Livre Fluxo de Caixa + Bdk	-5.819.000	-299.099	-400.329	748.976	952.079	7.523.521
Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)	-5.819.000	-277.175	-343.791	596.051	702.144	5.141.771
Margem Média Máxima - Período (R\$/m ³)	0,0559					
Margem Média Máxima - Período (R\$/MMBTU)	1,4976					

Caso adotássemos uma remuneração teto para a operação e manutenção (O&M) de ativos totalmente depreciados de 1,52%, replicando-se a taxa adotada para Obrigações Especiais no setor elétrico, encontramos tarifa de R\$0,2249/MMBTU. Somando a tarifa sobre a base principal e remuneração de O&M, encontramos uma tarifa total de R\$1,6713/MMBTU, implicando em uma redução de até 43,6% em relação a tarifa atual.

Figura 34 – Projeção de O&M de ativos depreciados NTS – CBIE Advisory

	VPL (5)	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidade (1.000 m ³)	178.742.288	37.394.980	37.394.980	37.394.980	37.394.980	37.394.980
Receitas - NTS	1.257.013	242.285	254.677	264.085	273.567	281.773
Despesas Operacionais	0	0	0	0	0	0
PDD	0	0	0	0	0	0
P&D C&R	0	0	0	0	0	0
Taxa de regulação e fiscalização	0	0	0	0	0	0
Perdas	0	0	0	0	0	0
IR/CSLL	0	0	0	0	0	0
Investimentos	0	0	0	0	0	0
Variação do capital de giro	0	0	0	0	0	0
Base de Capital Inicial	5.650.958	0	0	0	0	0
Base de Capital Final	4.393.945	0	0	0	0	4.738.192
Livre Fluxo de Caixa + Bdk	-5.650.958	242.285	254.677	264.085	273.567	5.019.965
Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)	-5.650.958	238.658	247.108	252.399	257.547	4.655.247
Margem Média Máxima - Período (R\$/m ³)	0,0065					
Margem Média Máxima - Período (R\$/MMBTU)	0,1737					

Proposta Tarifária – TSB

Conforme documentos apresentados para o processo de Consulta Pública SEI 5117447 e SEI 5117448, denominados "Proposta de tarifa de transporte TSB – Trecho 1 – Uruguaiana/RS" e "Proposta de tarifa de transporte TSB – Trecho 3 – Canoas-Triunfo/RS", as tarifas foram determinadas por Ponto de Entrada e Ponto de Saída, seguindo um modelo híbrido de cálculo tarifário composto por uma parcela de tarifa postal e outra parcela de tarifação pela metodologia

Distância Ponderada pela Capacidade, visando uma transição gradual do modelo de tarifação postal praticado no Brasil para o modelo de entrada e saída.

As tarifas de transporte apresentadas consideram uma alocação dos custos de 70% para o conjunto de Pontos de Entrada e 30% para o conjunto de Zonas de Saída. O componente postal das tarifas de transporte dos Pontos de Entrada e das Zonas de saída foi definido em 50% da parcela da Receita para os anos de 2026 e 2030.

A seguir apresentamos a análise dos principais pontos da proposta apresentada:

A TSB dispõe de dois ativos operacionais considerados na composição da Base Regulatória de Ativos, sendo eles:

Trecho 1: Na cidade de Uruguaiana/RS, onde está interconectada a malha argentina na fronteira geográfica do Brasil com a Argentina, no meio do rio Uruguai. A partir dali, com comprimento de 25 km, se conecta ao gasoduto de distribuição da Sulgás nos arredores da região metropolitana de Uruguaiana-RS. Esse ativo foi completado em junho de 2000.

Trecho 3: Situado entre os Pontos de recebimento na interconexão com TBG, na cidade de Canoas-RS e o Ponto de entrega da TSB no Polo Petroquímico de Triunfo-RS distante 25 km.

A TSB construiu a Base de Remuneração do Ativo (BRA) com origem em um modelo teórico, baseado no conceito de "metropol", que relaciona o diâmetro necessário do duto (simulado a partir de análises termo-hidráulicas) ao comprimento do trecho considerado. Para cada segmento da malha, o investimento foi estimado com base neste modelo teórico, multiplicando-se o diâmetro do duto pelo comprimento e pelo custo unitário do material.

De acordo com a TSB, este valor teórico é apresentado à regulação como o investimento mínimo necessário para atender à demanda, sem que sejam transferidos ao mercado custos decorrentes da inconclusão de projetos anteriores. É relevante notar que a própria TSB reconheceu a descontinuidade de parte de seus ativos em 2006, quando realizou impairment do projeto do trecho 2, assumindo como prejuízo os investimentos incorridos até então.

Figura 35 – Estimativa do Valor da Base Regulatório de Ativos - TSB

Estimativa de Investimentos T1		
Comprimento	25.000,00	m
Diâmetro (virtual)	16	in
Metropol	65,00	US\$/m.in
Investimento (Dutos + equipamentos)	26.000.000,00	US\$
	52.000.000,00	R\$
EMED T1 (será implantada em 2025)	-	R\$
<u>Investimento total</u>	<u>52.000.000,00</u>	R\$
R\$/US\$	2,00	R\$

Estimativa de Investimentos T3		
Comprimento	25.000,00	m
Diâmetro (virtual)	10	in
Metropol	65,00	US\$/m.in
Investimento (Dutos + equipamentos)	16.250.000,00	US\$
	29.250.000,00	R\$
EMED T3	1.442.836,16	R\$
<u>Investimento total</u>	<u>30.692.836,16</u>	R\$
R\$/US\$	1,80	R\$

A BRA é construída a partir de um modelo teórico, sem base nos registros contábeis efetivos da TSB. Isso pode gerar discrepâncias significativas entre o valor teórico apresentado à regulação e os custos realmente incorridos ou pagos pela empresa. O uso exclusivo de estimativas teóricas não captura adequadamente riscos como atrasos, custos de manutenção ou revisões de projeto.

O método de depreciação utilizado na valoração da Base Regulatória de Ativos foi o método linear, em linha com sugestões da ANP. A vida útil dos ativos foi estimada em 30 anos, com entrada em operação em 2000.

Figura 36 – Evolução da Base Regulatório de Ativos - TSB

Quadro Resumo	2025	2026	2027	2028	2029	2030
1. Ativo Original						
IGPM Acumulado (2012 a 2025)						
Ativo a preços de Dez/25 ESTIMADO						
DEPRECIACÃO (*)	7.107,81	7.107,81	7.107,81	7.107,81	7.107,81	7.107,81
Depreciação Deflacionada	7.107,81	6.834,43	6.571,57	6.318,81	6.075,78	5.842,10
RESIDUAL ATIVO	35.539,03056	28.431,22	21.323,42	14.215,61	7.107,81	0,00

Em relação a demanda nos trechos 1 e 3, a transportadora considerou informações de demanda futura sinalizada pelas CDLS, bem como uma análise das últimas chamadas públicas.

Figura 37 – Projeção da demanda por capacidade (Trecho 1) – TSB

Capacidade de Entrada (CE)

	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Capacidade em mil m3/dia - Entrada	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	14.000
Recebimento em Uruguaiana - RS	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	14.000
						0
						0

Capacidade de Saída (CX)

	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Capacidade em mil m3/dia - Saída	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	14.000
Entrega Trecho 1	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800	14.000
						0

Figura 38 – Projeção da demanda por capacidade (Trecho 3) – TSB

Capacidade de Entrada (CE)

	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Capacidade em mil m3/dia - Entrada	800	800	800	800	800	4.000
Recebimento de Canoas	800	800	800	800	800	4.000
						0
						0

Capacidade de Saída (CX)

	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Capacidade em mil m3/dia - Saída	800	800	800	800	800	4.000
Ponto de Saída Triunfo	800	800	800	800	800	4.000
						0

Os custos e despesas com O&M e G&A consideraram valores estáticos ao longo do próximo ciclo regulatório. Consideramos ser necessário apresentar projeções atualizadas tendo em vista que boa parte dos custos são corrigidos pelo menos via inflação.

Figura 39 – Projeção de custos e despesas O&M + G&A – TSB

Quadro Resumo em Termos Reais (R\$ mil/ano)	2026	2027	2028	2029	2030
Salários e Benefícios (O&M + G&A)	3.286,52	3.286,52	3.286,52	3.286,52	3.286,52
Despesas Gerais e Administrativas (G&A)	1.425,48	1.425,48	1.425,48	1.425,48	1.425,48
Custos de Operação e Manutenção (O&M)	2.705,69	2.705,69	2.705,69	2.705,69	2.705,69
Total Custeio	7.417,69	7.417,69	7.417,69	7.417,69	7.417,69

A empresa não possui expectativas de novos investimentos ao longo dos próximos anos. O fluxo de caixa foi construído com base nas informações apresentadas acima. Consideramos ser necessário corrigir a taxa de retorno regulatório para a premissa mais atualizada, visando refletir o cenário macroeconômico atual.

Figura 40 – Fluxo de caixa descontado (cenário base) – TSB

Fluxo de Caixa Livre da Chamada Pública (em R\$ mil)	2026	2027	2028	2029	2030
Receita Bruta da Prestação de Serviço de Transporte	25.294,63	25.294,63	25.363,93	25.294,63	25.294,63
(-) ICMS	3.035,36	3.035,36	3.043,67	3.035,36	3.035,36
(-) PIS	417,36	417,36	418,50	417,36	417,36
(-) COFINS	1.922,39	1.922,39	1.927,66	1.922,39	1.922,39
(-) Demais Impostos e Contribuições sobre a Prestação de Serviço de Transporte	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Deduções e Abatimentos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Receita Operacional Líquida	19.919,52	19.919,52	19.974,09	19.919,52	19.919,52
(-) Salários e Benefícios	3.286,52	3.286,52	3.286,52	3.286,52	3.286,52
(-) Manutenção e Operação de Compressores	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Manutenção do Sistema de Proteção Catódica	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Outras Manutenções	1.843,03	1.843,03	1.843,03	1.843,03	1.843,03
(-) Conservação e Manutenção da Faixa de Servidão do Duto	55,26	55,26	55,26	55,26	55,26
(-) Combustíveis e Lubrificantes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Gás de Uso no Sistema / Energia Elétrica para Acionamento dos Compressores	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) Serviços de Utilidade Pública (Energia Elétrica, Água e Esgoto etc.) e Comunicação	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60
(-) Aluguéis e Seguros	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
(-) Aquisição e Passagem de Pigs de Limpeza e Instrumentados	516,57	516,57	516,57	516,57	516,57
(-) Outros Custos e Despesas	218,22	218,22	218,22	218,22	218,22
(-) Despesas Gerais e Administrativas (G&A) Atribuíveis ao Empreendimento	1.425,48	1.425,48	1.425,48	1.425,48	1.425,48
EBITDA^a	12.501,82	12.501,82	12.556,40	12.501,82	12.501,82
(-) Depreciação e Amortização Fiscal (Original)	2.736,84	2.672,27	2.569,49	2.470,66	2.375,63
(+) Crédito PIS/COFINS (O&M e Conservação e Manutenção da Faixa de Servidão)	175,59	175,59	175,59	175,59	175,59
Lucro Antes de IRPJ e CSLL	9.940,57	10.005,15	10.162,50	10.206,76	10.301,78
Prejuízos Acumulados	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Benefício Fiscal decorrente de Prejuízos Acumulados	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(-) IRPJ	2.485,14	2.501,29	2.540,63	2.551,69	2.575,45
(-) CSLL	894,65	900,46	914,63	918,61	927,16
Lucro (Prejuízo) após IRPJ/CSLL (1)	2.248,48	2.490,89	2.746,16	2.920,96	3.123,68
Investimentos (2)	406,87	0,00	0,00	0,00	0,00
Depreciação ou Amortização Contábil (3)	6.873,55	6.609,18	6.354,98	6.110,56	5.875,54
Valor Residual (4)					162,75
Varição da Necessidade Líquida de Capital de Giro (5)	849,67	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de Caixa Livre da Firma = (1) - (2) + (3) + (4) - (5)	7.865,49	9.100,07	9.101,15	9.031,53	9.161,97
Valor Presente Líquido do Fluxo de Caixa Livre da Firma	-	-	-	-	-
Tarifa de Transporte Máxima	R\$/Mil m³	R\$/Mil m³/km	R\$/MMBtu	US\$/MMBtu	
	19,49		0,5225	0,10	
Taxa de Desconto do Fluxo de Caixa Livre da Firma	7,25%		R\$ 44,1700 > tarifa R\$ Mil/m ³	R\$ 1,1841	
Taxa Interna de Retorno (a.a.) - WACC 1	7,25%		R\$ 55,1047 > tarifa R\$ Mil/m ³ com	R\$ 1,4773	

Nota: a) EBITDA = Earnings before interest, taxes, depreciation, and amortization.

Além disso, recomendamos a revisão do valor da Base Regulatória de ativos considerada e a atualização das premissas de despesas e custos de O&M e G&A.

As tarifas de transporte propostas consideram uma alocação dos custos de 70% para os Pontos de entrada e 30% para as Zonas de saída. As tarifas serão ajustadas anualmente conforme expectativas de IPCA.

Como resultado, a empresa encontrou uma tarifa média de R\$0,5224/MMBTU para o Trecho 1 e R\$1,7482/MMBTU para o trecho 3, resultando em uma tarifa média de R\$0,7948.

Simulações da CBIE Advisory apontam para uma tarifa média da ordem de 0,9502/MMBTU (+19,5%) reflexo, em grande parte, da utilização de taxa de retorno atualizada. Consideramos os volumes de capacidade disponibilizados pela empresa, além de expectativas de custos e despesas atualizados conforme histórico e nossas perspectivas de inflação.

Figura 41 – Simulação de revisão tarifária TSB – CBIE Advisory

	VPL (5)	2026	2027	2028	2029	2030
Capacidade (1.000 m ³)	10.517.779	2.628.000	2.628.000	2.628.000	2.628.000	2.628.000
Receitas - NTS	402.787	93.144	97.908	101.525	105.170	108.325
Despesas Operacionais	81.004	18.636	19.661	20.448	21.163	21.904
PDD	0	0	0	0	0	0
P&D C&R	0	0	0	0	0	0
Taxa de regulação e fiscalização	0	0	0	0	0	0
Perdas	0	0	0	0	0	0
IR/CSLL	269.086	63.500	65.464	67.486	69.568	71.712
Investimentos	377	407	0	0	0	0
Variação do capital de giro	0	0	0	0	0	0
Base de Capital Inicial	52.320	0	0	0	0	0
Base de Capital Final	0	0	0	0	0	0
Livre Fluxo de Caixa + Bdk	-52.320	10.601	12.783	13.591	14.439	14.709
Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)	-52.320	9.824	10.978	10.816	10.649	10.053
Margem Média Máxima - Período (R\$/m ³)	0,0354					
Margem Média Máxima - Período (R\$/MMBTU)	0,9502					

Proposta Tarifária – GOM

De acordo com a Nota Técnica #3/2026 da ANP-SIM, "a empresa apresentou proposta de valoração a partir do método CHCI, porém com um prazo de depreciação de 40 anos. Considerando que a ANP adota o período de 30 anos para depreciação regulatória de dutos, foi realizado novo cálculo do valor depreciado dos itens que compõem a BRA da GOM onde foi apurado um valor residual de R\$ 92.075 mil, equivalente a R\$ 418.022 mil, atualizado até dezembro de 2025.

Sobre os gastos de OPEX, a ANP/SIM observou que os valores declarados se encontram constantes em todo o período proposto. Esta premissa é incompatível com o art. 11 da Resolução 991/2026 que prevê a utilização de um fator X para captura dos ganhos de eficiência e produtividade. A calibração do Fator X será determinada pela ANP na 3ª fase do Plano de Ação para o ciclo 2026-2030 e submetida a Consulta Pública².

² ANP-SIM. "NOTA TÉCNICA Nº 3/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ", processo SEI nº 48610.232290/2024-82.

Figura 42 – Proposta de Valoração da Base Regulatória de Ativos – GOM

Item	Valor Corrigido (IPCA)
Tubulação Condutora	
Serviço de construção do gasoduto	626.144.472
Despesas Pre- Operacionais	
Gastos c/ meio ambiente	
Gastos com a base de apoio da construção	1.523.636
Indenizações do uso de direitos da faixa de servidão	
Seguro de construção	
Máquinas e Equipamentos	
Veículos	1.344.674
Móveis e Utensílios	165.864
Sistema de Comunicação	
Equipamentos de Informática	149.736
Total - CAPEX - residual corrigido	629.328.381

A empresa utiliza depreciação linear considerando 40 anos de vida útil da infraestrutura, resultando em uma taxa de depreciação média de 3,35%. Apesar de apresentar os cálculos da maneira descrita, a planilha disponibilizada junto ao documento de valoração da BRA cita que foi adotada a depreciação acelerada considerando a taxa de 4,00%, conforme ANEEL. É necessário uniformizar e refletir, no cômputo das tarifas e da BRA, o cálculo da depreciação.

O documento não apresenta nenhuma projeção de investimentos futuros para o próximo ciclo tarifário.

Figura 43 – Projeção de demanda por capacidade – GOM

	2026	2027	2028	2029	2030
Volume Transportado					
% capacidade Cliente EPE	87%	87%	87%	87%	87%
MMTBU	26.704.685	26.704.685	26.704.685	26.704.685	26.704.685
% capacidade Cliente MT Gás	40%	50%	50%	50%	50%
MMTBU	96.239,57	120.299,46	120.299,46	120.299,46	120.299,46
Demanda Total	26.800.924	26.824.984	26.824.984	26.824.984	26.824.984

A empresa não detalhou a metodologia utilizada na construção da demanda por capacidade considerada em sua proposta tarifária.

As projeções de O&M e G&A são estáticas, perpetuando os valores verificados em 2022. Consideramos que seja necessário apresentar projeções mais elaboradas tendo em vista que boa parte dos custos como Pessoal, Energia Elétrica e Aluguéis apresentam reajustes anuais.

Figura 44 – Projeção de custos com O&M e G&A – GOM

	2.026	2.027	2.028	2.029	2.030
R\$ MIL					
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO					
Receita Bruta	106.733.016	106.828.833	106.828.833	106.828.833	106.828.833
(-) PIS/Cofins	- 9.872.804	- 9.881.667	- 9.881.667	- 9.881.667	- 9.881.667
Receita Líquida	96.860.212	96.947.166	96.947.166	96.947.166	96.947.166
(-) O&M	- 6.135.711	- 6.135.711	- 6.135.711	- 6.135.711	- 6.135.711
(-) G&A	- 2.388.818	- 2.388.818	- 2.388.818	- 2.388.818	- 2.388.818
EBITDA	88.335.683	88.422.637	88.422.637	88.422.637	88.422.637
Depreciação	- 17.680.218	- 17.082.336	- 16.504.673	- 15.946.544	- 15.407.289
EBT	70.655.465	71.340.301	71.917.964	72.476.093	73.015.348
IR / CSLL	- 24.022.858	- 24.255.702	- 24.452.108	- 24.641.872	- 24.825.218
Lucro Líquido	46.632.607	47.084.598	47.465.856	47.834.222	48.190.130
FLUXO DE CAIXA LIVRE PARA A FIRMA					
EBIT	70.655.465	71.340.301	71.917.964	72.476.093	73.015.348
(-) IMPOSTOS S/ EBIT	- 24.022.858	- 24.255.702	- 24.452.108	- 24.641.872	- 24.825.218
(+) Depreciação	17.680.218	17.082.336	16.504.673	15.946.544	15.407.289
Δ Capital de Giro	- 3.938	- 3.938	-	-	-
CAPEX	-	-	-	-	-
Valor residual do investimento	-	-	-	-	-
FCFF	64.308.887	64.162.997	63.970.529	63.780.765	63.597.418

O modelo de fluxo de caixa apresentado pela empresa apresenta erros ao perpetuar custos com O&M e G&A em níveis idênticos a 2022 para todo o fluxo. Além disso, a empresa não disponibiliza nenhuma projeção de CAPEX. Consideramos ser essencial a apresentação de premissas atualizadas, bem como a construção de um DCF que considere apenas o próximo ciclo (2026-2030)

Consideramos que faltam informações para a análise da estruturação financeira do projeto. Conforme citado nessa contribuição, as despesas de O&M e as despesas de G&A não apresentam nenhuma atualização desde o ano de 2022, sendo perpetuadas até o ano de 2040. Não há nenhuma indicativa de investimentos futuros. Não há nenhum critério de atualização de tarifas de transporte.

Figura 45 – Projeção de custos com O&M e G&A – GOM

Tarifa (R\$/MMBTU)	3,9824
Tarifa de Entrada (R\$/MMBTU)	2,7877
Tarifa de Saída (R\$/MMBTU)	1,1947

Empresa utiliza a alocação de 70% para os pontos de entrada e 30% para os pontos de saída, em linha com o praticado pelos pares. Documento apresentado não traz informações sobre atualização de tarifas.

A CBIE Advisory não realizou a simulação de revisão tarifária para a malha da GOM por falta de informações relevantes.