



Minuta de Contribuição para a Consulta Pública nº3/2026

MGAS COMERCIALIZADORA DE GAS NATURAL LTDA

Contribuição às Notas Técnicas nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, nº 6/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ e nº 8/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ

Data: 2 Abril 2026

Sumário

Sumário	2
Lista de Tabelas.....	3
Referências.....	4
1- Sumário Executivo	5
2- Da quebra de isonomia.....	6
3- Da necessidade econômica de aplicar à TBG o mesmo critério de RCM depreciado da TAG e NTS.....	7
4- Das consequências esperadas da aplicação diferenciada	8
5- Do impacto no desenho de mercado e barreiras de entrada.....	9
6- Da inconsistência entre a lógica da NTS e da TAG e a da TBG.....	10
7- Pedido.....	11
Anexo 1 - Síntese das aprovações e entendimentos preliminares da ANP	11
NTS	11
TBG.....	13
Interface entre as determinações regulatórias da ANP e as propostas das transportadoras	13
Implicações para o cálculo tarifário.....	14
Anexo 2 - Valoração da BRA da TBG e o risco de frustração tarifária	15
Relevância sistêmica do ponto de entrada de Corumbá	15
Limitações de alternativas de suprimento na TBG no horizonte 2030.....	15
Aplicação do CHCI à TBG e do CRN à NTS e TAG.....	16
Potenciais efeitos sobre isonomia tarifária	17
Anexo 3 - Cenários Tarifários NTS	17
Premissas.....	18
Receita Máxima Permitida.....	19
Resultados Tarifários para os cenários Aprovado e Condicional.....	20
Anexo 4 - Cenários Tarifários TBG.....	21
Cenários de Proposta Original	23
Cenários Alternativos	24

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Valores da Proposta Tarifária da NTS após a revisão da ANP (R\$ Milhões)	12
Tabela 2 - Valores da Proposta Tarifária da TBG após a revisão da ANP (R\$ Milhões)	13
Tabela 3 - Cenário de capacidade de referência para a parcela BRA da NTS (mil m ³ por dia)	19
Tabela 4 - Cenários de Receita Máxima Permitida para a NTS.....	20
Tabela 5 - Resultados tarifários da NTS para o cenário aprovado (R\$/MMBtu).....	20
Tabela 6 - Resultados tarifários da NTS para o cenário condicional (R\$/MMBtu).....	21
Tabela 7 - Cenário de capacidade de referência para a TBG (mil m ³ por dia)	21
Tabela 8 - Cenários de Receita Máxima Permitida para a TBG	23
Tabela 9 - Resultados tarifários da TBG para o cenário original aprovado (R\$/MMBtu).....	23
Tabela 10 - Resultados tarifários da TBG para o cenário original condicional (R\$/MMBtu).....	24
Tabela 11 - Resultados tarifários da TBG para o cenário alternativo aprovado (R\$/MMBtu).	25
Tabela 12 - Resultados tarifários da TBG para o cenário alternativo condicional (R\$/MMBtu).	25

Referências

1. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Consulta Pública nº 3/2026. Processo de revisão tarifária das transportadoras de gás natural para o ciclo 2026–2030.
2. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Consulta Pública nº 8/2025. Documentos e planilhas públicas de suporte à modelagem tarifária das transportadoras.
3. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ. Nota Técnica metodológica relativa à valoração da Base Regulatória de Ativos no ciclo tarifário 2026–2030.
4. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Nota Técnica nº 6/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ. Análise regulatória da proposta da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG) para o ciclo tarifário 2026–2030.
5. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Nota Técnica nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ. Análise regulatória da proposta da Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) para o ciclo tarifário 2026–2030.
6. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Nota Técnica nº 8/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ. Documento citado no bloco conclusivo da contribuição no âmbito da Consulta Pública do ciclo tarifário 2026–2030.
7. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução de Diretoria nº 142/2026. Ato de abertura da Consulta Pública nº 3/2026.
8. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Resolução de Diretoria nº 604/2020. Ato regulatório referido pela ANP como fundamento da manutenção do CHCI para a TBG.
9. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Decisão de Diretoria nº 704/2025. Critério regulatório aplicável à análise e aprovação de investimentos das transportadoras.
10. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Decisão de Diretoria nº 835/2025. Ato da Diretoria Colegiada que aprovou o parâmetro de WACC para o ciclo tarifário 2026–2030.
11. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Planilha “Evolução da BRA” da NTS. Processo SEI nº 5133887.
12. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Planilha “Modelo de Cálculo Capacidade de Referência com UTês” da NTS. Processo SEI nº 5133904.
13. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Planilha “Modelo de Cálculo Tarifário 100% Postal Capacidade de Referência sem UTês” da NTS. Processo SEI nº 5133907.
14. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Planilha “Cálculo da Base Regulatória de Ativos TBG”. Processo SEI nº 5133256.
15. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Planilha “Modelo Cálculo Tarifário 2º Ciclo Regulatório Original” da TBG. Processo SEI nº 5133257.
16. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Nota Técnica nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ. Processo SEI nº 5732887. Documento citado na parametrização dos cenários tarifários da NTS.

1- Sumário Executivo

A valoração da Base Regulatória de Ativos é elemento central do regime tarifário, influencia diretamente a Receita Máxima Permitida e o nível das tarifas de transporte, e deve observar coerência metodológica, neutralidade intertemporal, modicidade tarifária, prevenção de dupla remuneração e consistência interna do modelo regulatório. A mesma lógica se projeta nas propostas específicas submetidas à Consulta Pública nº 3/2026 para TAG e NTS, nas quais a Agência adota o CRN depreciado, privilegiando a idade operacional efetiva dos ativos como critério material para aferição do seu valor residual econômico, com vida útil regulatória de 30 anos, e afastando marcos contratuais ou societários como referência adequada para a depreciação regulatória. Para a TBG, contudo, a solução proposta é diversa: preserva-se o CHCI com fundamento principal na homologação pretérita da metodologia pela própria Agência em 2020, mantendo-se, por essa via, uma base residual significativamente superior àquela que tenderia a resultar da aplicação do mesmo critério material utilizado nas demais malhas maduras. Os fundamentos regulatórios dessa distinção, a síntese das aprovações da ANP e a comparação metodológica entre NTS e TBG encontram-se desenvolvidos nos Anexos 1 e 2, enquanto os efeitos quantitativos dessa escolha sobre a formação tarifária e sobre a sensibilidade da TBG à contração de volumes estão demonstrados nos Anexos 3 e 4.

Essa diferença metodológica não é neutra. A própria documentação da consulta revela que, para a NTS, a ANP afastou o CHCI, rejeitou a depreciação uniforme baseada na data de início do Contrato Malhas Sudeste, determinou o cálculo individualizado da depreciação a partir da data efetiva de entrada em operação dos ativos e fixou que ativos com mais de 360 meses de operação deveriam ter depreciação de 100% e valor regulatório igual a zero, aprovando, a partir dessa lógica, uma BRA de R\$ 3.626,4 milhões, embora a transportadora tivesse apresentado valorações de R\$ 6,8 bilhões por CRN e R\$ 5,3 bilhões por CHCI. Para a TBG, em sentido oposto, a Agência manteve o CHCI e aprovou R\$ 2.466 milhões de BRA residual para os novos contratos E/S, além de R\$ 192 milhões de ativos exclusivos aprovados e R\$ 39,6 milhões em aprovação condicional, totalizando R\$ 2.658,04 milhões aprovados, dos quais a BRA residual responde por aproximadamente 92,8%. O próprio documento mostra, ainda, que a TBG se encontra exposta a maior fragilidade volumétrica, forte dependência da entrada em Corumbá, limitação de alternativas firmes de suprimento até parte relevante do horizonte regulatório e elevada sensibilidade a cenários de contração de contratação no principal ponto de entrada da malha. Esse conjunto de elementos, visto em conjunto, demonstra que a preservação do CHCI para a TBG não pode ser tratada como mera continuidade administrativa: trata-se de decisão regulatória com efeitos econômicos, operativos, tarifários e concorrenciais concretos.

A gravidade dessa diferença se torna ainda mais evidente quando se observam os cenários tarifários para a TBG. A própria transportadora, no âmbito da CP 08/2025 apresentou para esta agência expectativa de contratação para Corumbá de 6.000 mil m³/dia em 2026, 5.000 mil m³/dia em 2027 e zero a partir de 2028. Acontece que o cenário apresentado pela TBG já se mostra otimista uma vez que este ano se têm apenas 3.130 mil m³/dia de capacidade contratada como contrato anual extraordinário. É inegável a redução de volumes firmes disponíveis em Corumbá, seja pela depleção da produção da Bolívia como pelo perfil sazonal da disponibilidade Argentina. Simulações internas indicavam contratação em EMED Corumbá de 6.000 mil m³/dia em 2026 (cenário já frustrado quando observamos a contratação anual extraordinária) e zero a partir de 2027 (cenário que a TBG vislumbrava ocorrer apenas em 2028). Nesse ambiente, sob os parâmetros definidos na proposta original da TBG — alocação de receita de 50%-50% entre entrada e saída, 100% postal e desconto de interconexão de 50%— para o ciclo tarifário 2026-2030, a tarifa de entrada em Corumbá já subiria, no cenário de BRA e CAPEX propostos, de R\$ 4,63/MMBtu em 2026 para R\$ 6,60/MMBtu em 2027, permanecendo acima de R\$ 6/MMBtu até o final do ciclo. Em cenários alternativos,

de forma preservar a isonomia e padronização entre as transportadoras, considerando os mesmos parâmetros tarifários da NTS e TAG — alocação de receita de 70%-30% entre entrada e saída, 100% postal e desconto de interconexão de 90% —, a disparidade em Corumbá cresce: a tarifa pode alcançar R\$ 46,19/MMBtu em 2027 no cenário de BRA e CAPEX proposto e R\$ 46,71/MMBtu no cenário de aprovação condicional para BRA e CAPEX, mantendo-se acima de R\$ 42/MMBtu até 2030.

Tal cenário desincentivará a entrada de volumes por Corumbá, pois deixará o suprimento dessa origem muito menos competitivo do que de outras fontes. A questão aqui se dá não somente pela interferência na competitividade por uso de metodologias diferentes para o cálculo da BRA mas também pela importância, para segurança operativa da malha, de fluxo em Corumbá enquanto a ECOMP Japeri não estiver em operação.

De forma a nivelar a tarifa de entrada de Corumbá com as outras, como também já adiantado pela TBG na CP 08/2025, será necessário considerar parâmetros diferentes da NTS e TAG no cálculo tarifário da TBG aumentando o percentual da RMP alocado as saídas e aumentando a participação da entrada GASCAR. Tal acomodação é prejudicial aos consumidores do Centro-Oeste/Sul pois ao recorrem ao gás com entrada na NTS e TAG, acabarão pagando mais do que 100% no par entrada-saída pois pagarão mais do que 30% na saída da TBG e 70% da entrada da NTS/TAG (pass through da entrada) enquanto consumidores do Sudeste/Nordeste (NTS/TAG) pagarão 30% da saída e os 70% da entrada além de não terem que pagar uma interconexão pouco descontada, o que vai na contra-mão do que busca essa agência. Esses dois efeitos criarão uma assimetria para os volumes do TCO que, ao competirem com o gás de entrada NTS/TAG não terão que pagar a interconexão pouco descontada.

Também se registra que o Gasbol entrou em operação em 2000 e que os ativos originais da TBG terão aproximadamente 26 a 27 anos no início do ciclo 2026–2030; por isso, embora o documento não permita quantificar com precisão quanto dos R\$ 2.466 milhões de BRA residual ainda corresponde exatamente ao investimento original, ele permite concluir, com segurança, que a base residual histórica ainda é dominante e que, sob a mesma lógica de vida útil regulatória de 30 anos aplicada à NTS, parcela material desse estoque tenderia a sofrer redução relevante. É essa articulação entre evidência regulatória, evidência quantitativa e coerência metodológica que sustenta a presente seção conclusiva.

2- A utilização da mesma metodologia CRN para todas transportadoras é, não somente uma questão isonomica mas também operativa, de desenho de mercado e de estabelecimento de barreiras de entradas. Da quebra de isonomia

A quebra de isonomia é evidente quando se compara o tratamento conferido pela ANP à NTS com aquele dispensado à TBG no mesmo ciclo regulatório. No caso da NTS, a Agência rejeitou a utilização do CHCI, afastou a depreciação uniforme baseada na data de início do Contrato Malhas Sudeste, determinou o cálculo individualizado da depreciação a partir da entrada efetiva em operação de cada ativo e fixou que ativos com mais de 360 meses de operação teriam depreciação de 100% e valor regulatório igual a zero. A partir dessa lógica, aprovou uma BRA de R\$ 3.626,4 milhões, embora a transportadora tivesse apresentado valorações de R\$ 6,8 bilhões por CRN e R\$ 5,3 bilhões por CHCI. Além disso, a posição da Agência para a NTS foi marcada por rigor também no restante da proposta tarifária: glosa integral do OPEX proposto de R\$ 2.767,4 milhões, glosa de R\$ 2.467 milhões em projetos de expansão sem autorização de construção, aprovação de apenas

R\$ 163 milhões referentes ao projeto GASIG, manutenção de R\$ 965 milhões em aprovação condicional, colocação de R\$ 2.170 milhões de sustaining CAPEX em contingência, aprovação condicional de R\$ 207 milhões e glosa adicional de R\$ 164 milhões.

Para a TBG, em sentido oposto, a ANP preservou o CHCI com fundamento principal na continuidade do tratamento anteriormente aprovado pela Resolução de Diretoria nº 604/2020 e recomendou a aprovação de R\$ 2.466 milhões de BRA residual para os novos contratos E/S. Além dessa base residual, indicou R\$ 192 milhões de ativos exclusivos relativos à Realocação do Trecho Sul e ao linepack dos antigos contratos TCQ e TCX, aprovou condicionalmente R\$ 39,6 milhões referentes à Classe de Locação em Garuva, classificou R\$ 5,2 milhões como projeto contingente e glosou R\$ 23,8 milhões. Como resultado, o total aprovado para a TBG ficou em R\$ 2.658,04 milhões, dos quais a BRA residual responde por aproximadamente 92,8%, o que evidencia que o núcleo da base reconhecida da transportadora continua assentado no estoque residual histórico carregado pelo CHCI. A diferença metodológica, portanto, não é periférica: ela recai precisamente sobre o componente economicamente mais relevante da tarifa.

Essa assimetria se torna ainda mais grave porque incide justamente sobre a malha mais sensível à combinação entre base remuneratória elevada e contração de volumes. A TBG está exposta a um cenário em que a contratação de capacidade de entrada no ponto EMED Corumbá pode cair de 6.000 mil m³/dia em 2026 (como já aparenta pela contratação anual extraordinária) para zero entre 2027 e 2028, enquanto EMED Gascar subiria de 10.420 para 15.000 mil m³/dia em 2027 e 2028, recuando depois para 12.825 em 2029 e 13.366 em 2030 em função do fim do chamado “Passeio do Gás” após a implementação da ECOMP Japeri. Em outras palavras, a transportadora submetida a tratamento metodológico mais benevolente na aferição de sua BRA é precisamente aquela em que o peso tarifário da base residual histórica tende a ser mais intenso, porque o denominador de contratação se fragiliza justamente no ponto de entrada mais relevante da malha. Não se trata, portanto, de uma desigualdade apenas formal; trata-se de uma desigualdade com potência tarifária concreta.

Ainda que se admitisse, para argumentar, que as razões utilizadas pela ANP para afastar o CHCI em NTS e TAG — como problemas de rastreabilidade histórica e inadequação do critério contratual para medir a vida útil do ativo — fossem específicas daquelas malhas, isso não autoriza, por si só, a preservação automática do CHCI na TBG. O ponto regulatório decisivo é outro: se a Agência concluiu que, neste ciclo, o método economicamente mais adequado para malhas maduras é o CRN depreciado com base na idade operacional do ativo, esse mesmo critério deve valer, de forma homogênea, para transportadoras comparáveis submetidas ao mesmo processo tarifário, salvo justificativa específica e robusta em sentido diverso. O que não se sustenta é um arranjo híbrido em que uma malha é submetida a teste rigoroso de maturidade operacional e outra permanece protegida por uma base residual histórica equivalente a 92,8% do total aprovado.

3- Da necessidade econômica de aplicar à TBG o mesmo critério de CRN depreciado da TAG e NTS

O raciocínio regulatório adotado pela ANP para a NTS é claro: a depreciação regulatória deve acompanhar a idade operacional efetiva do ativo, e não a data do contrato, da reorganização societária ou de qualquer outro marco jurídico-formal. Se esse critério é válido para a NTS, também deve ser para a TBG. O próprio documento registra que o Gasbol entrou em operação em 2000 e que, no início do ciclo 2026–2030, os ativos originais da TBG terão aproximadamente 26 a 27 anos de operação. Sob a mesma vida útil regulatória de

30 anos adotada pela ANP para a NTS, esses ativos se encontram em estágio avançado de maturidade e próximos da exaustão regulatória. Preservar, ainda assim, uma BRA residual de R\$ 2.466 milhões, equivalente a cerca de 92,8% do total aprovado de R\$ 2.658,04 milhões, é consequência direta da opção por manter metodologia distinta para a TBG.

A necessidade econômica de aplicar à TBG o mesmo critério de CRN depreciado decorre, em primeiro lugar, de coerência regulatória. A Agência não pode afirmar, de um lado, que ativos com mais de 360 meses de operação devem ter valor regulatório igual a zero e, de outro, preservar para a TBG uma base residual histórica bilionária assentada em ativos cuja operação remonta a 2000. A lógica econômica é a mesma: desgaste físico, obsolescência tecnológica e perda de eficiência econômica decorrem do tempo efetivo de operação do ativo. Se esse tempo levou a NTS a uma BRA de R\$ 3.626,4 milhões após exclusão de ativos maduros, não há razão evidente para que a TBG permaneça com R\$ 2.466 milhões de BRA residual histórica sem passar pelo mesmo teste material.

Em segundo lugar, a necessidade decorre de modicidade tarifária. A manutenção do CHCI preserva para a TBG uma base remunerável mais elevada justamente em uma malha cujo cenário de capacidade já internaliza risco de frustração tarifária. Em uma malha com esse grau de sensibilidade, manter uma BRA mais elevada significa agravar a pressão do numerador tarifário justamente quando o denominador de contratação se retrai no principal ponto de entrada. Não é uma discussão abstrata sobre metodologia; é uma discussão sobre o tamanho da parcela de capital que recai sobre uma malha fragilizada.

Em terceiro lugar, a necessidade decorre de neutralidade competitiva. A contribuição mostra que a TBG enfrenta competição crescente entre rotas e entre moléculas, inclusive gás doméstico e GNL, e que o tratamento prático dos descontos de interconexão pode deslocar de forma desproporcional o ônus tarifário para Corumbá. Quando uma base residual histórica de R\$ 2.466 milhões é preservada para a TBG ao mesmo tempo em que a NTS é reancorada em R\$ 3.626,4 milhões mediante CRN depreciado e exclusão de ativos maduros, a consequência é que a diferença metodológica deixa de ser apenas contábil e passa a influenciar o custo relativo das rotas de suprimento. Em contexto de livre acesso e competição entre moléculas, isso não é neutro.

Também por isso, a aplicação do CRN depreciado à TBG não é mero exercício de simetria formal. É exigência econômica para evitar que a decisão metodológica da ANP produza não somente tarifas artificialmente elevadas em uma malha já sujeita a risco de frustração de volumes mas também crie os incentivos a entrada de gás em um ponto crucial para operação da malha integrada até a entrada em operação de novos projetos.

4- Das consequências esperadas da aplicação diferenciada

As consequências esperadas da manutenção do CHCI para a TBG são concretas e aparecem de forma clara nas simulações tarifárias. No cenário denominado “original aprovado”, no qual foram calculadas as tarifas seguindo os parâmetros da proposta original da TBG para os valores aprovados de BRA e CAPEX, a Receita Máxima Permitida da TBG evolui de R\$ 1.515,81 milhões em 2026 para R\$ 1.447,95 milhões em 2027, R\$ 1.463,86 milhões em 2028, R\$ 1.156,63 milhões em 2029 e R\$ 1.210,71 milhões em 2030. No cenário denominado “original condicional”, em que se altera os valores de BRA e CAPEX para refletir a recente aprovação condicional da ANP, os valores são de R\$ 1.531,52 milhões, R\$ 1.462,96 milhões, R\$ 1.479,03 milhões, R\$ 1.168,62 milhões e R\$ 1.223,25 milhões. Nesses mesmos cenários, a tarifa de entrada em EMED Corumbá sobe de R\$ 4,63/MMBtu em 2026 para R\$ 6,60/MMBtu em 2027 no aprovado, e de R\$ 4,68/MMBtu para R\$ 6,67/MMBtu no condicional, permanecendo acima de R\$ 6/MMBtu até o final do ciclo.

Mesmo mantendo-se os parâmetros da proposta original da TBG, com fator de alocação entre entrada e saída de 50%-50% e desconto de interconexão de 50%, já se observa pressão tarifária sensível associada à fragilidade do ponto de entrada de Corumbá.

Quando se replicam para a TBG os parâmetros tarifários da NTS — alocação de receita de 70%-30% entre entrada e saída, fator 100% postal e desconto de interconexão de 90% —, a discrepância sobre Corumbá se intensifica drasticamente. No cenário definido como “alternativo aprovado”, a tarifa de entrada em EMED Corumbá passa de R\$ 10,33/MMBtu em 2026 para R\$ 46,19/MMBtu em 2027, R\$ 46,60/MMBtu em 2028, R\$ 42,58/MMBtu em 2029 e R\$ 42,90/MMBtu em 2030. No cenário alternativo condicional, os valores são ainda mais elevados: R\$ 10,44/MMBtu em 2026, R\$ 46,71/MMBtu em 2027, R\$ 47,12/MMBtu em 2028, R\$ 43,06/MMBtu em 2029 e R\$ 43,38/MMBtu em 2030. Ao mesmo tempo, a tarifa de EMED Gaspar passa de R\$ 1,03/MMBtu para R\$ 4,62/MMBtu em 2027 no alternativo aprovado e para R\$ 4,66/MMBtu em 2028. Esses números mostram que a aplicação diferenciada da metodologia de BRA pode tornar a rota de Corumbá estruturalmente mais onerosa e concentrar de modo desproporcional a tarifa em um ponto essencial à funcionalidade da malha.

Isso tende a gerar múltiplas distorções, podendo desincentivar volumes oriundos da Bolívia e, potencialmente, também da Argentina, justamente em momento em que a concorrência entre fontes de suprimento deveria ser preservada. Pode favorecer deslocamentos artificiais em direção ao gás doméstico ou ao GNL não por superioridade intrínseca da molécula, mas por diferença regulatória na formação da tarifa de transporte. Pode aumentar o custo de atendimento dos mercados do Centro-Oeste e do Sul e retroalimentar o próprio problema que a regulação deveria evitar: tarifas mais altas reduzem a atratividade da rota, o que reduz volumes, o que eleva ainda mais a tarifa unitária. Em uma malha em que o principal ponto de entrada cai de 6.000 mil m³/dia para zero já a partir de 2027-2028, esse efeito não é secundário; ele é central.

Há, ademais, dimensão operacional que não pode ser negligenciada. A TBG necessita de determinado patamar mínimo de movimentação em trechos relevantes da malha, inclusive por razões de segurança operativa, integridade sistêmica e preservação da flexibilidade operacional do transporte. Se a metodologia de valoração da BRA agravar a elevação tarifária e reduzir ainda mais a competitividade da entrada em Corumbá, o risco não será apenas comercial. Haverá comprometimento da viabilidade econômica da entrada por Corumbá, com repercussões sobre segurança, flexibilidade e funcionalidade do sistema. A aplicação diferenciada, portanto, não constitui detalhe contábil. Ela tende a produzir, na TBG, tarifas mais altas, diante das reduções de volumes e necessidade futura de soluções corretivas artificiais que além de poderem ser evitadas desde já com a adoção isonômica do CRN depreciado para todas as transportadoras podem impactar e criar barreiras de entrada artificiais.

5- Do impacto no desenho de mercado e barreiras de entrada

A dimensão institucional e concorrencial do problema também é relevante. A TBG permanece controlada pela Petrobras, detentora de 51% do capital social, em contexto regulatório fundado em livre acesso, separação entre atividades e neutralidade competitiva. Em setor de monopólio natural, essa separação não pode ser apenas formal; ela deve ser assegurada também por metodologia de valoração da BRA que não favoreça, direta ou indiretamente, a malha vinculada ao principal agente histórico do mercado. A preservação do CHCI para a TBG, ao mesmo tempo em que a NTS é submetida a critério mais rigoroso de CRN depreciado, torna essa assimetria particularmente sensível.

Essa preocupação se agrava porque a diferença metodológica afeta justamente a competitividade relativa entre moléculas e rotas de suprimento. Se a rota de Corumbá já enfrenta maior exposição à redução da oferta boliviana e maior sensibilidade tarifária, a manutenção de uma base residual historicamente elevada de R\$ 2.466 milhões tende a aprofundar o desequilíbrio competitivo entre gás importado, gás doméstico e GNL. O problema não é apenas que a TBG permaneça com CHCI; é que essa permanência se dá em uma malha cujo principal ponto de entrada pode chegar a R\$ 46,19/MMBtu quando se replicam os parâmetros tarifários padrão das outras transportadoras. A divergência metodológica deixa, assim, de ser mera discussão técnica e passa a interferir diretamente na rivalidade econômica entre fontes de suprimento.

Ao adotar soluções corretivas no cálculo da tarifa de transporte, como já indicado pela TBG no âmbito da CP 08/2025 se dará um diferencial competitivo relevante para os volumes alocados em Corumbá pelo TCO pois esses além de estarem sob regime tarifário diferente, não irão pagar uma interconexão pouco descontada como seria o caso dos volumes com entrada na NTS/TAG na proposta de tarifa da TBG.

6- Da inconsistência entre a lógica da NTS e da TAG e a da TBG

A inconsistência é direta. Para a NTS e TAG, a ANP afirma que o valor residual do ativo deve refletir sua idade operacional efetiva e que ativos com mais de 360 meses de operação devem ter valor regulatório igual a zero. Para a TBG, contudo, admite-se a preservação de uma BRA residual bilionária com fundamento principal em decisão administrativa anterior, apesar de os ativos originais do Gasbol estarem em operação desde 2000. Se a lógica econômica correta, segundo a própria Agência, é a da idade efetiva do ativo e da vida útil regulatória de 30 anos, não há justificativa aparente para que a TBG permaneça fora desse mesmo teste material.

Essa inconsistência ganha ainda mais relevo quando se observa a composição e o peso relativo da base da TBG. A transportadora permanece com R\$ 2.466 milhões de BRA residual, além de R\$ 192 milhões de ativos exclusivos aprovados e R\$ 39,6 milhões em aprovação condicional, resultando em R\$ 2.658,04 milhões aprovados. Como 92,8% desse total correspondem justamente à BRA residual histórica, o efeito da escolha metodológica é maciço. Não se trata de diferença marginal, mas de diferença sobre o núcleo da base remunerável da transportadora. Quando se confronta isso com o fato de que os ativos originais da TBG terão 26 a 27 anos no início do ciclo, a contradição entre a lógica aplicada à NTS e a lógica preservada para a TBG se torna particularmente difícil de justificar.

Essa inconsistência adquire relevância ainda maior porque se manifesta justamente na malha em que a combinação entre base histórica elevada e fragilidade volumétrica pode produzir consequências tarifárias mais severas. A ANP aplica raciocínio econômico de idade operacional para reduzir distorções na malha Sudeste, mas preserva metodologia pretérita exatamente na malha em que a simulação mostra maior sensibilidade da tarifa à queda de contratação no principal ponto de entrada. No cenário original proposto -, Corumbá já sobe de R\$ 4,63/MMBtu para R\$ 6,60/MMBtu; nos cenários alternativos de padronização de estrutura tarifária, chega a R\$ 46,19/MMBtu e R\$ 46,71/MMBtu em 2027. A contradição metodológica, portanto, não é apenas conceitual; ela tem impacto prático direto sobre tarifa, concorrência entre rotas e funcionalidade do sistema.

Não se trata de rediscutir, em abstrato, a validade da decisão de 2020. Trata-se de dar tratamento regulatório isonômico, refletir o valor econômico residual efetivo dos ativos, evitar dupla remuneração,

preservar modicidade tarifária e assegurar neutralidade concorrencial, a conclusão coerente é submeter a TBG ao mesmo critério material de CRN depreciado.

7- Pedido

Diante do exposto, requer-se que a Agência reveja a Nota Técnica nº 6/2026, afastando a preservação automática da BRA da TBG por CHCI/roll-forward e submetendo a transportadora ao mesmo escrutínio material aplicado às demais malhas maduras, à luz da idade operacional efetiva dos ativos, da vida útil regulatória de 30 anos e da necessidade de prevenir distorções tarifárias indevidas.

Requer-se, ainda, que a ANP aplique à TBG e demais transportadoras (GOM e TSB) o mesmo critério material adotado para a NTS e TAG, com valoração da BRA por CRN depreciado calculado a partir da data efetiva de entrada em operação dos ativos, de modo a refletir adequadamente a maturidade operacional da malha e a reduzir assimetrias tarifárias que hoje recaem sobre os consumidores do sistema Centro-Oeste/Sul.

Requer-se, igualmente, que a ANP considere expressamente, na revisão da BRA da TBG, os efeitos concorrenciais e operacionais associados à manutenção do CHCI, em especial no que se refere à competitividade da entrada em Corumbá, à rivalidade entre gás importado, gás doméstico e GNL, aos contratos legados e à viabilidade econômica de operação de trechos relevantes da malha. Como demonstrado nesta contribuição, a metodologia de valoração da BRA não é neutra em seus efeitos: ela repercute sobre a tarifa, altera a atratividade relativa das rotas de suprimento e pode agravar o risco de isolamento econômico da malha da TBG, com impactos diretos sobre modicidade tarifária, competição entre moléculas e funcionalidade do sistema de transporte. Em malha cujo cenário de capacidade já projeta Corumbá em zero a partir de 2027-2028, não é regulatoriamente indiferente preservar uma base histórica bilionária.

Por fim, caso a Agência entenda por manter metodologia distinta para a TBG, requer-se que apresente fundamentação comparativa explícita, robusta e tecnicamente demonstrada, apta a justificar por que a lógica de idade operacional efetiva e vida útil regulatória de 30 anos, reputada adequada para TAG e NTS, não deveria ser aplicada também à TBG, mesmo diante de ativos originais em operação desde 2000, de uma base residual histórica ainda dominante e de cenários tarifários que evidenciam elevada sensibilidade da malha da TBG à combinação entre BRA elevada e frustração de volumes. À luz do padrão metodológico afirmado pela própria Agência para as demais transportadoras, a manutenção do CHCI para a TBG somente poderia subsistir mediante justificativa específica e aprofundada, capaz de demonstrar, de forma objetiva, que essa diferenciação não produz quebra de isonomia nem distorções tarifárias e concorrenciais incompatíveis com os princípios regulatórios que regem o transporte de gás natural.

Anexo 1 - Síntese das aprovações e entendimentos preliminares da ANP

NTS

No caso da NTS, a ANP adota posição metodológica mais restritiva e mais intervencionista na definição da Base Regulatória de Ativos para o ciclo 2026–2030. A Nota Técnica nº 7/2026 registra que a transportadora apresentou a valoração da BRA tanto pelo método do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) quanto

pelo Custo de Reposição Novo (CRN), expressando que a valoração da BRA seria superior sob a metodologia CRN em relação à metodologia CHCI (R\$ 6,8 bilhões x R\$ 5,3 bilhões) e pleiteando pelo último método. No entanto, a área técnica da Agência conclui pela exclusão do CHCI como metodologia aplicável à NTS, em razão de inconsistências relevantes de rastreabilidade entre registros históricos e laudos pretéritos. Em seu lugar, a ANP propõe a adoção do CRN depreciado como metodologia de referência para a determinação da BRA inicial da Malha Sudeste.

Além disso, a ANP rejeita a depreciação uniforme adotada na proposta da NTS, baseada na data de início do Contrato Malhas Sudeste, e estabelece que a depreciação regulatória deve ser calculada individualmente para cada ativo, a partir de sua data efetiva de entrada em operação. Com isso, ativos com mais de 360 meses de operação passam a ter depreciação de 100% e valor regulatório igual a zero. A partir dessa abordagem, a recomendação técnica da Agência é aprovar o valor de R\$ 3.626,4 milhões, em moeda de dezembro de 2025, para a BRA dos ativos do Contrato Malhas Sudeste no ciclo 2026–2030.

No tocante ao OPEX, a posição da ANP também é rigorosa. A Nota Técnica aponta que a proposta da NTS foi apresentada em formato declaratório e sem matriz de conciliação entre a segregação por ativo/projeto e a decomposição por natureza de gasto, o que impediria a verificação da prudência, eficiência e necessidade dos custos. Em razão dessa deficiência estrutural, a recomendação preliminar é rejeitar o formato apresentado e glosar o valor total proposto de R\$ 2.767,4 milhões, sem prejuízo de reavaliação futura mediante apresentação de documentação compatível com os critérios regulatórios.

Quanto aos investimentos, a Nota Técnica distingue entre sustaining CAPEX e growth CAPEX. Para os projetos de expansão, a ANP adota expressamente o critério definido pela Decisão de Diretoria nº 704/2025 e recomenda glosar R\$ 2.467 milhões atribuíveis aos nove projetos de expansão da NTS que não detinham Autorização de Construção publicada pela ANP, aprovando apenas R\$ 163 milhões referentes ao projeto GASIG e deixando R\$ 965 milhões em aprovação condicional. Já no que tange o sustaining CAPEX, a ANP colocou R\$ 2.170 milhões em contingência, exigindo maiores especificações sobre a causa dos valores, e colocou R\$ 207 milhões de reais em aprovação condicional, glosando o valor restante de R\$ 164 milhões, como é ilustrado na Tabela 1 abaixo. A leitura preliminar, portanto, é de que a Agência pretende limitar o reconhecimento tarifário apenas a investimentos que satisfaçam cumulativamente os testes de prudência, necessidade, documentação técnica adequada e enquadramento formal no rito regulatório.

Tabela 1 - Valores da Proposta Tarifária da NTS após a revisão da ANP (R\$ Milhões)

Categoria da Proposta	Valor Proposto	Valor Aprovado	Aprovação Condicional	Projeto Contingente	Glosa (Rejeitado)
BRA (Contrato Malhas SE)	5.319,00	3.626,00	-	-	1.693,00
Growth CAPEX (Novos Projetos)	3.595,00	163,00	965,00	-	2.467,00
Sustaining CAPEX (2026-2030)	2.539,00	-	207,00	2.170,00	164,00
Sustaining CAPEX (2025)	363,00	-	21,00	-	342,00
Sobressalentes Críticos	22,00	-	22,00	-	-
TOTAL	11.838,00	3.789,00	1.215,00	2.170,00	4666,00

Fonte: NOTA TÉCNICA Nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, Elaboração Própria.

TBG

Para a TBG, a orientação preliminar da ANP é distinta. A Nota Técnica nº 6/2026 registra que a transportadora apresentou sua BRA com base no método do CHCI e que essa metodologia foi mantida pela área técnica da Agência, em continuidade ao tratamento anteriormente aprovado pela Resolução de Diretoria nº 604/2020. A partir da atualização do valor residual e da segregação entre capacidade vinculada a contratos legados e capacidade destinada ao regime de entrada e saída, a recomendação regulatória é aprovar a BRA residual no valor de R\$ 2.466 milhões, em moeda de dezembro de 2025, referente aos novos contratos E/S.

Além da BRA residual, a ANP avalia separadamente ativos exclusivos ou específicos do sistema de entrada e saída. Nesse conjunto, recomenda aprovar R\$ 192 milhões relativos à Realocação do Trecho Sul e ao linepack associado aos antigos contratos TCQ e TCX; aprovar condicionalmente R\$ 39,6 milhões referentes à Classe de Locação em Garuva, condicionados à comprovação dos gastos efetivamente incorridos; classificar como projeto contingente R\$ 5,2 milhões relativos a Plataformas Digitais; e glosar R\$ 23,8 milhões, referentes à parcela da Classe de Locação associada ao contrato legado TCO e aos Projetos de Transição Energética.

No campo dos investimentos, a ANP também adota para a TBG o filtro de prudência, necessidade e aderência formal à Decisão de Diretoria nº 704/2025. A Nota Técnica identifica fragilidades documentais em parcelas relevantes do CAPEX proposto e indica que parte expressiva dos investimentos não é aprovada de forma imediata, sendo distribuída entre parcelas aprovadas condicionalmente, classificadas como projeto contingente ou objeto de glosa. Isso mostra que, embora a TBG tenha tido mantida a metodologia CHCI para a BRA, a Agência não flexibilizou o escrutínio sobre novos investimentos, como mostra a Tabela 2 no final desta seção.

Em relação ao OPEX, a análise preliminar da ANP aponta problemas semelhantes aos observados em outras transportadoras: valores constantes ao longo do ciclo, rubricas genéricas com baixa rastreabilidade e necessidade de aprofundamento na 3ª fase do Plano de Ação. A calibração do Fator X e a definição final do reconhecimento de custos operacionais ficam, portanto, diferidas para a etapa subsequente de definição da Receita Máxima Permitida e das propostas tarifárias.

Tabela 2 - Valores da Proposta Tarifária da TBG após a revisão da ANP (R\$ Milhões)

Categoria da Proposta	Valor Proposto	Valor Aprovado	Aprovação Condicional	Projeto Contingente	Glosa (Rejeitado)
BRA Residual (Contratos E/S)	2.466,00	2.466,00	-	-	-
Ativos Exclusivos E/S	260,58	192,04	39,56	5,21	23,78
Sustaining CAPEX (2026-2030)	1.211,93	-	160,41	905,27	146,25
Classe de Locação	1.102,13	-	250,00	650,62	201,50
ECOMP Gaspar (Novo Projeto)	445,76	-	-	-	445,76
TOTAL	5.486,40	2.658,04	449,97	1.561,10	817,29

Fonte: NOTA TÉCNICA Nº 6/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, Elaboração Própria.

Interface entre as determinações regulatórias da ANP e as propostas das transportadoras

A leitura conjunta das Notas Técnicas evidencia que a ANP está construindo, nesta 2ª fase, uma separação clara entre aquilo que considera propriamente decisão sobre valoração da base e aquilo que ainda

dependerá de amadurecimento na etapa de RMP e proposta tarifária. Em ambos os casos, NTS e TBG, a Agência submete as propostas das transportadoras a um teste de aderência regulatória centrado em quatro eixos: rastreabilidade metodológica da BRA, prudência e necessidade dos investimentos, segregação adequada entre regimes contratuais e regulados, e suficiência documental para validação dos custos operacionais.

A principal diferença entre os dois casos está no tratamento metodológico da BRA. Para a NTS, a ANP afasta o CHCI e adota o CRN depreciado, com forte ênfase em evitar dupla remuneração de ativos legados, excluir ativos de outros contratos e recalcular a depreciação a partir da idade efetiva dos ativos. Para a TBG, ao contrário, a ANP preserva o CHCI como metodologia-base e trabalha sobre a atualização do valor residual e sobre ajustes de segregação entre ativos do regime E/S, ativos exclusivos e ativos ainda dependentes de comprovação. Essa distinção metodológica é um dos pontos centrais para a presente contribuição, porque revela que a própria ANP está admitindo tratamentos regulatórios distintos entre transportadoras em situação de revisão tarifária no mesmo ciclo.

Também merece destaque o fato de a ANP, nas duas Notas Técnicas, reforçar a necessidade de segregação entre custos e ativos vinculados ao regime regulado e aqueles ainda associados a contratos legados ou a projetos sem maturidade regulatória suficiente. Esse aspecto aparece de forma especialmente forte na NTS, em razão da coexistência entre a Malha Sudeste e outros contratos legados ainda vigentes, mas também está presente na TBG, seja na exclusão de parcelas ligadas ao contrato TCO Brasil, seja na separação entre ativos comuns e ativos exclusivos do sistema E/S.

Implicações para o cálculo tarifário

As determinações preliminares da ANP têm impacto direto sobre a formação da Receita Máxima Permitida e, por consequência, sobre as tarifas de transporte a serem definidas na 3ª fase do processo regulatório. Em primeiro lugar, a definição da metodologia de valoração da BRA altera de forma estrutural a base de remuneração do capital e a parcela de depreciação regulatória. No caso da NTS, a adoção do CRN depreciado com depreciação individualizada e exclusão de ativos integralmente depreciados reduz substancialmente a base regulatória em relação ao valor pleiteado pela transportadora. No caso da TBG, a manutenção do CHCI, combinada com aprovações e exclusões pontuais, produz um resultado regulatório distinto, tanto em lógica quanto em magnitude.

Em segundo lugar, a filtragem regulatória do CAPEX tende a limitar a incorporação tarifária de investimentos ainda não suficientemente documentados ou não formalmente autorizados. Isso afeta diretamente os cenários de RMP que serão simulados neste relatório, especialmente porque uma parcela dos investimentos propostos pelas transportadoras foi classificada como aprovação condicional, projeto contingente ou glosa. Assim, os cenários tarifários não podem ser construídos apenas com base nas propostas originais das empresas, devendo refletir os entendimentos preliminares da ANP.

Por fim, a postergação da decisão definitiva sobre OPEX e Fator X para a 3ª fase implica que a valoração da BRA, embora central, não esgota os determinantes tarifários do ciclo 2026–2030. Ainda assim, ela define desde já o núcleo da remuneração do capital e condiciona a leitura regulatória sobre investimentos e alocação de custos. Para os fins desta contribuição, isso é particularmente relevante porque permite avaliar, com base nas próprias Notas Técnicas da ANP, em que medida o tratamento metodológico diferenciado entre TBG e NTS poderá repercutir sobre a isonomia tarifária e sobre os resultados das simulações tarifárias apresentadas nas seções seguintes.

Anexo 2 - Valoração da BRA da TBG e o risco de frustração tarifária

A questão central desta contribuição é que a discussão sobre a valoração da Base Regulatória de Ativos da TBG não deve ser tratada de forma dissociada das condições estruturais, operacionais e comerciais que caracterizam a transportadora no ciclo tarifário 2026–2030. Embora a Consulta Pública nº 3/2026 tenha por foco imediato a aprovação da BRA, dos investimentos e dos custos operacionais, os próprios fundamentos regulatórios apresentados pela ANP deixam claro que a BRA ocupa posição central na formação da Receita Máxima Permitida, por constituir simultaneamente a base de remuneração do capital e a referência para o cálculo da depreciação regulatória. Em consequência, a metodologia adotada para sua valoração projeta efeitos diretos sobre o nível tarifário e sobre os sinais econômicos emitidos ao mercado.

No caso da TBG, essa discussão assume relevo particular porque a transportadora se encontra exposta a um contexto de maior fragilidade contratual e operacional em seus pontos de entrada, especialmente diante da incerteza quanto à continuidade da oferta de gás da Bolívia e da limitação de alternativas firmes de suprimento no horizonte regulatório analisado. Nesse ambiente, a eventual combinação entre uma base regulatória valorada por metodologia distinta daquela adotada para outras transportadoras e um cenário de frustração de contratação de capacidade pode resultar em efeitos tarifários mais severos para a TBG, sobretudo nas tarifas de entrada, com repercussões sobre a isonomia regulatória entre agentes e sobre a funcionalidade sistêmica da malha de transporte.

Relevância sistêmica do ponto de entrada de Corumbá

O ponto de entrada de Corumbá possui relevância singular para o sistema da TBG e, em sentido mais amplo, para a operação integrada da malha de transporte de gás natural. Historicamente, esse ponto constitui um dos principais vetores de suprimento da transportadora e segue desempenhando papel estratégico na viabilização de fluxos necessários ao atendimento da malha, especialmente em um contexto em que as alternativas de entrada da TBG permanecem limitadas ou sujeitas a elevado grau de incerteza.

Essa centralidade de Corumbá não decorre apenas de sua localização física ou de sua capacidade potencial, mas da função que exerce como ponto de ancoragem operacional do sistema. A preservação de condições tarifárias adequadas nesse ponto é, portanto, elemento relevante não apenas para a sustentabilidade econômico-regulatória da TBG, mas também para a coerência do sinal locacional exigido pelo novo regime de entrada e saída da infraestrutura de transporte. Caso o ambiente tarifário em Corumbá se torne excessivamente oneroso em função de frustração de receita ou de alocação desproporcional de custos, o resultado pode ser a deterioração do sinal econômico justamente em um ponto que permanece essencial para a operação da malha.

Nesse sentido, a análise da BRA da TBG deve considerar que a modicidade tarifária e a eficiência econômica, princípios destacados pela ANP como fundamentos da regulação do ciclo 2026–2030, não se esgotam em uma aferição abstrata de metodologias de valoração. É necessário também avaliar os efeitos concretos da decisão regulatória sobre pontos de entrada que têm função sistêmica para o escoamento, a flexibilidade operacional e a segurança de suprimento do sistema.

Limitações de alternativas de suprimento na TBG no horizonte 2030

A vulnerabilidade tarifária da TBG se intensifica em razão da limitação de alternativas efetivas de suprimento no horizonte 2026–2030. A transportadora conta com apenas três pontos de entrada, dos quais um corresponde a interconexão com outra malha e outro, o TGS, não apresenta, no momento, perspectiva clara de contratação firme que permita tratá-lo como fonte estável de suprimento ao longo do ciclo. Isso faz

com que a capacidade de entrada em Corumbá permaneça especialmente relevante para a sustentação do sistema.

Ao mesmo tempo, a contribuição parte da premissa de que há risco concreto de redução dos fluxos associados à oferta boliviana, cenário que pode decorrer tanto da queda estrutural da disponibilidade de gás quanto da evolução das condições comerciais e contratuais aplicáveis às importações. Se essa redução se materializar antes da entrada em operação de alternativas mais robustas de integração física, a TBG poderá enfrentar um período prolongado de menor contratação em seu principal ponto de entrada historicamente consolidado, com efeitos diretos sobre a recuperação da receita regulatória, podendo desencadear um ciclo de elevação tarifária que afaste ainda mais os potenciais carregadores.

Essa limitação é agravada pelo fato de que o reforço estrutural mais relevante para ampliação do suprimento oriundo da NTS, consubstanciado no projeto ECOMP Japeri, está previsto apenas para 2029. Assim, durante parcela significativa do ciclo tarifário 2026–2030, a TBG permanecerá exposta a um arranjo em que a redução do fluxo em Corumbá não é compensada, no curto prazo, por alternativa equivalente de entrada firme em outros pontos. Esse descompasso temporal entre o risco de frustração de oferta e a disponibilidade de soluções estruturais reforça a necessidade de que a decisão regulatória sobre a BRA seja sensível às especificidades da TBG.

Aplicação do CHCI à TBG e do CRN à NTS e TAG

À luz das Notas Técnicas submetidas à Consulta Pública nº 3/2026, observa-se que a ANP manteve, para a TBG, a metodologia do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), ao passo que, para a NTS e a TAG, a referência metodológica adotada foi o Custo de Reposição Novo (CRN). A própria Nota Técnica de fundamentos metodológicos da ANP reconhece que a escolha da metodologia de valoração da BRA impacta diretamente a alocação intertemporal de custos entre usuários, a estabilidade regulatória, a transparência do processo decisório, a eficiência econômica e o custo de financiamento das empresas reguladas. Em outras palavras, não se trata de escolha neutra ou meramente técnica em sentido restrito, mas de decisão com efeitos econômicos relevantes sobre o desenho tarifário.

No caso da TBG, a manutenção do CHCI parece decorrer da continuidade de tratamento regulatório já anteriormente reconhecido pela Agência. Já para a NTS e para a TAG, a adoção do CRN se associa à necessidade de reconstrução metodológica da base regulatória (motivada pela rejeição regulatória de seus históricos contábeis devido a inconsistências de rastreabilidade e distorções inflacionárias para artigos muito antigos) a partir de critérios de reposição econômica, com maior ênfase na consistência da valoração dos ativos e na depuração de elementos históricos ou contratuais não aderentes ao regime tarifário atual. O ponto relevante para a presente contribuição não é apenas descrever essa diferença, mas discutir sua adequação quando projetada sobre transportadoras submetidas ao mesmo ciclo tarifário, ao mesmo regime de entrada e saída e a pressões de mercado com efeitos distintos sobre suas receitas.

A adoção de metodologias diferentes pode produzir resultados também distintos em termos de base remunerável (especialmente pela aplicação de regras de corte que zeraram o valor de ativos com mais de 30 anos no CRN, regra inexistente no método CHCI), depreciação regulatória e trajetória tarifária, ainda que aplicadas a ativos funcionalmente comparáveis no âmbito do serviço de transporte. Em contexto de maior robustez comercial e de maior diversificação de entrada, tais diferenças podem ser absorvidas sem consequências regulatórias mais agudas. No caso da TBG, contudo, a exposição a risco de frustração de contratação torna mais sensível qualquer diferença metodológica que afete a composição da RMP e a distribuição do encargo tarifário entre os usuários da malha.

Potenciais efeitos sobre isonomia tarifária

É nesse ponto que emerge a preocupação central com a isonomia tarifária. O regime regulatório do transporte de gás natural deve conciliar modicidade tarifária, prudência, eficiência e equilíbrio econômico-financeiro das transportadoras. Esses princípios, todavia, também exigem que o tratamento regulatório preserve razoável coerência entre agentes submetidos ao mesmo ambiente institucional, evitando que diferenças metodológicas produzam assimetrias tarifárias excessivas sem justificativa proporcional.

No presente caso, a preocupação não reside em afirmar, em abstrato, que o CHCI seja sempre inadequado ou que o CRN deva ser universalmente adotado. A questão é mais específica: diante das características estruturais da TBG, da importância sistêmica de Corumbá, da limitação de alternativas de suprimento até a consolidação de reforços físicos mais robustos e do risco de retração da oferta boliviana, a manutenção de metodologia distinta para a valoração de sua BRA pode agravar o risco de frustração tarifária e de acúmulo de saldos impagáveis na Conta Regulatória, além de conduzir a tarifas de entrada relativamente mais pressionadas do que aquelas observadas em outras transportadoras.

Esse efeito potencialmente afeta a isonomia sob duas perspectivas complementares. A primeira é a isonomia entre transportadoras, na medida em que bases regulatórias valoradas por metodologias distintas podem gerar trajetórias tarifárias desiguais sem que essa desigualdade decorra exclusivamente de diferenças de eficiência ou prudência. A segunda é a isonomia entre pontos de entrada e entre usuários do sistema, já que a concentração de pressões tarifárias em Corumbá pode comprometer a racionalidade econômica do uso de um ponto essencial à operação da malha e distorcer o sinal locacional que o modelo de entrada e saída visa promover.

Por isso, esta contribuição sustenta que a análise da valoração da BRA da TBG deve ir além da simples continuidade metodológica. É necessário examinar se, nas condições do ciclo 2026–2030, a aplicação do CHCI à TBG permanece compatível com os objetivos regulatórios afirmados pela ANP e com a necessidade de preservar coerência tarifária entre transportadoras. As seções seguintes desenvolvem essa hipótese por meio da construção de cenários de oferta e demanda, de cenários regulatórios de BRA e CAPEX e de simulações tarifárias para TBG e NTS, com o objetivo de avaliar, de forma quantitativa, a magnitude do risco de frustração tarifária e a pertinência de reavaliação da metodologia aplicada à TBG.

Anexo 3 - Cenários Tarifários NTS

Esta seção apresenta as simulações e os resultados dos cenários tarifários projetados para a Nova Transportadora do Sudeste (NTS) ao longo do ciclo regulatório 2026–2030. Para garantir a precisão e a rastreabilidade da modelagem quantitativa, os cenários tarifários da NTS foram calculados com estrita base nas planilhas originais de cálculo tarifário e de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) disponibilizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no âmbito da Consulta Pública nº 8/2025.

A estruturação dessas simulações utilizou como referência primária as diretrizes e determinações regulatórias expressas nas Notas Técnicas emitidas pela Agência, com destaque para a Nota Técnica nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, que estabeleceu a adoção do Custo de Reposição Novo (CRN) depreciado e aplicou as glosas e retenções de investimentos (CAPEX) para a transportadora.

Para a operacionalização dos cálculos matemáticos e da projeção do fluxo de receitas, a modelagem extraiu os parâmetros diretos dos documentos técnicos oficiais submetidos pela transportadora. Especificamente,

os cenários baseiam-se na planilha de "Evolução da BRA" da NTS, disponibilizada no processo sob o SEI de referência nº 5133887, e na planilha do "Modelo de Cálculo Capacidade de Referência com UTEs" da NTS, disponível sob o SEI de referência nº 5133904.

A partir desse arcabouço de dados, os cenários desenvolvidos a seguir buscam refletir matematicamente o impacto das recentes decisões metodológicas do regulador sobre a Receita Máxima Permitida (RMP) da NTS, evidenciando como a redução da base de remuneração e a filtragem do plano de investimentos se traduzirão nas tarifas de transporte aplicadas aos usuários da malha Sudeste nos próximos cinco anos.

Premissas

Para a modelagem tarifária da NTS, adotou-se como referência primária o cenário 100% postal, fundamentado na planilha oficial "Modelo de Cálculo Tarifário 100% Postal Capacidade de Referência sem UTEs", disponibilizada no processo sob o SEI nº 5133907. Este cenário estrutura-se sobre premissas basilares que incluem o percentual de alocação da receita estabelecido em 70% para a Entrada e 30% para a Saída, a aplicação de um fator locacional (CWD) com peso de 100% postal e um desconto de interconexão fixado em 90%. Além disso, o cenário de capacidade de referência foi inicialmente projetado sem o despacho de Usinas Termelétricas (UTES), com o objetivo de mitigar o risco de frustração de receita em caso de não contratação de transporte firme por parte destas usinas.

Contudo, para conferir maior realismo à modelagem em face dos desdobramentos recentes do processo de alocação de capacidade (oriundos do contexto do LRCAP 2026), a premissa de demanda precisou ser ajustada. Passou-se a considerar a perspectiva atualizada de que ocorra uma contratação em base firme equivalente a 70% da capacidade dessas usinas térmicas, concentrada exclusivamente nos pontos de saída do sistema de transporte. Desse modo, a construção do cenário de capacidade de referência definitivo, utilizado como denominador para o cálculo das tarifas da NTS, seguiu uma metodologia mista. Para a capacidade de Entrada, manteve-se integralmente a premissa conservadora, utilizando os volumes projetados no cenário original sem UTEs. Já para a capacidade de Saída, realizou-se um ajuste matemático para incorporar a probabilidade de contratação parcial pelas térmicas. Primeiramente, isolou-se a capacidade estritamente vinculada às térmicas subtraindo as capacidades de saída do cenário sem UTEs das capacidades projetadas no cenário com UTEs. Sobre esse volume incremental, que representa a totalidade da demanda térmica, aplicou-se o fator de 70% de probabilidade de contratação. O volume resultante foi, então, somado à base original de capacidade do cenário sem UTEs. Essa adequação garante que a simulação tarifária reflita com precisão o repasse do volume térmico esperado para a base de rateio das tarifas de saída, mantendo a prudência na projeção das tarifas de entrada.

Tabela 3 - Cenário de capacidade de referência para a parcela BRA da NTS (mil m³ por dia)

Pontos/Zonas	2026	2027	2028	2029	2030
PR-CARAGUATATUBA	11.122	11.121,87	11.121,87	11.121,87	11.121,87
PR-GNLBGB	200	200,00	200,00	200,00	200,00
PR-ITABORAÍ	13.564	13.564,00	13.564,00	13.564,00	13.564,00
PR-GASPAJ (INTERCONEXÃO)	258	258,00	258,00	258,00	258,00
PR-REDUC	-	0,00	0,00	0,00	0,00
PR-RPBC	-	0,00	0,00	0,00	0,00
PR-TECAB	7.766	7.765,82	7.765,82	7.765,82	7.765,82
PR-GUARAREMA (INTERCONEXÃO)	3.398	3.398,20	3.398,20	3.398,20	3.398,20
PR-REPLAN (INTERCONEXÃO)	200	200,00	200,00	200,00	200,00
PR-TECAB (INTERCONEXÃO)	200	200,00	200,00	200,00	200,00
NTS MG 1	438	438	438	438	438
NTS MG 2	1.359	1.359	1.359	1.359	1.359
NTS MG 3	2.326	2.326	2.326	2.326	2.326
NTS MG 4	258	258	258	258	258
NTS RJ 1	13.004	13.004	13.004	13.004	13.004
NTS RJ 2	6.520	6.520	6.520	6.520	6.520
NTS RJ 3	1.497	1.497	1.497	1.497	1.497
NTS RJ 4	275	275	275	275	275
NTS RJ 5	696	696	696	696	696
NTS SP 1	995	995	995	995	995
NTS SP 2	2.460	2.460	2.460	2.460	2.460
NTS SP 3	3.038	3.038	3.038	3.038	3.038
NTS SP 4	1.808	1.808	1.808	1.808	1.808
PE-GUARAREMA (INTERCONEXÃO)	-	-	-	-	-
PE-REPLAN (INTERCONEXÃO)	3.635	3.635	3.635	3.635	3.635
PE-TECAB (INTERCONEXÃO)	200	200	200	200	200

Fonte: Elaboração própria a partir da planilha SEI nº 5133907

Receita Máxima Permitida

No que tange à composição da Receita Máxima Permitida (RMP), a modelagem preservou intactas as receitas atreladas aos contratos legados vigentes, uma vez que estas possuem fluxo de remuneração próprio. A readequação concentrou-se exclusivamente na parcela correspondente à remuneração da Base Regulatória de Ativos (parcela BRA) direcionada ao regime de Entrada e Saída. Este componente foi recalculado utilizando-se como matriz a planilha oficial "Evolução da BRA", disponibilizada no processo sob o SEI nº 5133887. Sobre esse documento, procedeu-se às devidas parametrizações para refletir com exatidão os cenários regulatórios de "Valor Aprovado" e de "Aprovação Condicional", em estrita observância às diretrizes e glosas impostas pela Nota Técnica nº 7/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ (SEI nº 5732887).

Para o cálculo da receita máxima permitida em ambos os cenários simulados, adotou-se a taxa de remuneração do capital (WACC) fixada em 7,63% ao ano, em termos reais. Esse parâmetro reflete a determinação regulatória estabelecida para as transportadoras de gás natural no ciclo tarifário 2026-2030, aprovada pela Diretoria Colegiada da ANP (por meio da Decisão de Diretoria nº 835/2025) no escopo da primeira fase do Plano de Ação da revisão tarifária.

A consolidação dos resultados matemáticos decorrentes da aplicação destas premissas, detalhando as receitas máximas permitidas projetadas para a NTS frente aos cenários de aprovação direta e aprovação condicional estabelecidos pelo regulador, é apresentada a seguir.

Tabela 4 - Cenários de Receita Máxima Permitida para a NTS

RMP (MMR\$)	2026	2027	2028	2029	2030
Aprovado	1.312,56	1.312,60	1.318,27	1.332,43	1.451,53
Condicional	1.348,12	1.348,17	1.366,11	1.461,32	1.580,42

Fonte: Elaboração própria com base na planilha de nº SEI 5133904.

Resultados Tarifários para os cenários Aprovado e Condicional

Substituindo-se os valores de Receita Máxima Permitida para o cenário aprovado exibido na Tabela 4 na aba de “Premissas BRA” e os valores de cenário de capacidade da Tabela 3 nas abas “Oferta (BRA)” e “Demanda (BRA)” da planilha "Modelo de Cálculo Tarifário 100% Postal Capacidade de Referência sem UTEs" (SEI nº 5133907), temos os seguintes resultados obtidos para as tarifas de transporte da malha da NTS:

Tabela 5 - Resultados tarifários da NTS para o cenário aprovado (R\$/MMBtu).

Pontos/Zonas	2026	2027	2028	2029	2030
Caraguatatuba	5,63	5,71	5,71	5,74	5,64
GNL BGB	5,63	5,71	5,71	5,74	5,64
Itaboraí	5,63	5,71	5,71	5,74	5,64
Paulinia - GASPAJ (interconexão) ¹	0,51	0,52	0,52	0,52	0,51
TECAB	5,63	5,71	5,71	5,74	5,64
Guararema (interconexão)	0,51	0,52	0,52	0,52	0,51
REPLAN (interconexão)	0,51	0,52	0,52	0,52	0,51
TECAB (interconexão)	0,51	0,52	0,52	0,52	0,51
MG	2,80	2,84	2,84	2,85	2,77
SP	2,80	2,84	2,84	2,85	2,77
RJ	2,80	2,84	2,84	2,85	2,77
REPLAN (Interconexão)	0,25	0,25	0,25	0,25	0,24
TECAB (Interconexão)	0,25	0,25	0,25	0,25	0,24

Fonte: Elaboração própria a partir da planilha SEI nº5133907.

Tabela 6 - Resultados tarifários da NTS para o cenário condicional (R\$/MMBtu).

Pontos/Zonas	2026	2027	2028	2029	2030
Caraguatatuba	5,68	5,76	5,79	5,94	5,84
GNL BGB	5,68	5,76	5,79	5,94	5,84
Itaboraí	5,68	5,76	5,79	5,94	5,84
Paulinia - GASPAJ (interconexão) ¹	0,51	0,52	0,52	0,54	0,53
TECAB	5,68	5,76	5,79	5,94	5,84
Guararema (interconexão)	0,51	0,52	0,52	0,54	0,53
REPLAN (interconexão)	0,51	0,52	0,52	0,54	0,53
TECAB (interconexão)	0,51	0,52	0,52	0,54	0,53

Fonte: Elaboração própria a partir da planilha SEI nº5133907.

Anexo 4 - Cenários Tarifários TBG

Além da separação entre cenários “aprovado” e “de aprovação condicional”, para a TBG foram considerados dois conjuntos distintos de premissas para o cálculo tarifário, variando-se os parâmetros de fator postal-locacional, de fator de recuperação entre entrada e saída e o desconto da interconexão, resultando em 4 cenários distintos para a TBG: “Cenário de Proposta Original com condições aprovadas para BRA e CAPEX”, “Cenário de Proposta Original com condições de aprovação condicional para BRA e CAPEX”, “Cenário Alternativo com condições aprovadas para BRA e CAPEX”, “Cenário Alternativo com condições de aprovação condicional para BRA e CAPEX”.

Os cenários alternativos foram calculados utilizando-se os mesmos valores de fator postal-locacional, alocação de receita entre entrada e saída e desconto de interconexão do cenário da NTS. Isso é realizado para demonstrar os impactos tarifários para a TBG caso sejam adotados os mesmos parâmetros para ambas as malhas de transporte.

Para todos os cenários foi considerada a mesma condição de contratação de capacidade para os pontos de entrada e zona de saída, conforme a tabela abaixo:

Tabela 7 - Cenário de capacidade de referência para a TBG (mil m³ por dia)

Pontos/Zonas	2026	2027	2028	2029	2030
EMED Corumbá	6.000	0	0	0	0
EMED Gaspar	10.420	15.000	15.000	12.825	13.366
EMED TGS/SC	0	0	0	0	0
MS1	200	200	200	200	200
SP1	761	776	791	806	822
SP2	4.262	4.398	4.537	4.678	4.822
SP3	0	0	0	0	0
SP4	0	0	0	0	0
PR1	0	0	0	0	0
SC1	1.243	1.560	1.560	1.560	1.560
SC2	1.469	980	980	980	1.106
RS1	1.728	1.728	1.728	1.728	1.976
Pontos de Interconexão*	4.255	4.338	4.423	372	379

Fonte: Elaboração própria a partir da planilha SEI nº5133257.

O cenário de capacidade assumido reflete uma possibilidade de queda acentuada da oferta proveniente da Bolívia, zerando a contratação de capacidade em Corumbá a partir do ano de 2027. Para compensar essa queda, foi considerada uma contratação de 15 MMm³/dia no ponto de entrada de Gaspar na TBG, por conta do limite de transferência de 15 MMm³/dia da NTS para a TBG. A partir do ano de 2029, considera-se a implementação da ECOMP Japeri, ampliando a capacidade de transferência entre o Rio de Janeiro e São Paulo, possibilitando o fim do chamado “Passeio do Gás” dado pela entrada de gás para a TBG no ponto de interconexão de Gaspar e saída para a NTS no ponto de interconexão de Guararema. Esse efeito ocasiona uma redução da contratação de capacidade na zona de saída “Pontos de Interconexão” e no ponto de entrada “EMED Gaspar” a partir de 2029.

Esta seção apresenta as simulações e os resultados dos cenários tarifários projetados para a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) ao longo do ciclo regulatório 2026–2030. Para garantir a precisão e a rastreabilidade da modelagem quantitativa, os cenários tarifários da TBG foram calculados com estrita base nas planilhas originais de cálculo tarifário e de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) disponibilizadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no âmbito da Consulta Pública nº 8/2025. A parametrização utilizou como referência direta a planilha “Cálculo da Base Regulatória de Ativos TBG” (disponibilizada no processo sob o SEI nº 5133256) e a planilha “Modelo Cálculo Tarifário 2º Ciclo Regulatório Original” (SEI nº 5133257).

Além da segmentação primária estabelecida pelas determinações regulatórias da ANP — separando os cenários de “Valor Aprovado” e de “Aprovação Condicional” para a parcela da BRA e do CAPEX —, a modelagem da TBG incorporou uma camada adicional de análise. Foram considerados dois conjuntos distintos de premissas para o cálculo tarifário, variando-se os parâmetros do fator de ponderação postalocacional (CWD), o fator de alocação de recuperação da receita entre os pontos de Entrada e as zonas de Saída, e o percentual de desconto aplicável à tarifa de interconexão. A combinação dessas variáveis comerciais com as determinações da Agência resultou na formulação de quatro cenários tarifários distintos para a transportadora: (i) Cenário de Proposta Original com condições aprovadas para BRA e CAPEX; (ii) Cenário de Proposta Original com condições de aprovação condicional para BRA e CAPEX; (iii) Cenário Alternativo com condições aprovadas para BRA e CAPEX; e (iv) Cenário Alternativo com condições de aprovação condicional para BRA e CAPEX.

Para garantir a comparabilidade dos impactos metodológicos e regulatórios sobre as tarifas, aplicou-se a todos os quatro cenários a mesma condição base de contratação de capacidade de referência para os pontos de entrada e zonas de saída, cujos volumes estão detalhados na tabela abaixo. O cenário de capacidade modelado assume uma premissa técnica sensível à atual dinâmica de suprimento do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). A projeção internaliza o risco estrutural de redução dos fluxos associados à oferta de gás natural boliviano, o que se reflete diretamente em um cenário de queda substancial na contratação firme de capacidade no ponto de entrada de Corumbá. Ao considerar o declínio prospectivo da bacia boliviana sem a compensação imediata por novas fontes de suprimento de magnitude equivalente no curto prazo, a modelagem captura a frustração de demanda no principal ponto de ancoragem do sistema da TBG. Essa premissa é crucial para a simulação, pois a retração na base de rateio (denominador) em Corumbá evidenciará matematicamente o grau de exposição e a severidade com que as tarifas de entrada da TBG serão impactadas pelas decisões de valoração da sua base de remuneração de capital (numerador).

Cenários de Proposta Original

O conjunto de premissas de parâmetros tarifários para os cenários de proposta original consiste em um percentual de alocação da receita entre entrada e saída de 50%-50%, um fator de 100% postal, um desconto de interconexão de 50% e o cenário de capacidade apresentado na Tabela 7.

A parcela de receita máxima permitida foi calculada com base na planilha “Modelo Cálculo Tarifário 2º Ciclo Regulatório Original” (SEI 5133257), alterando-se os valores da BRA inicial, os valores de CAPEX e de CAPEX adicional, conforme a tabela abaixo:

Tabela 8 - Cenários de Receita Máxima Permitida para a TBG

RMP (MMR\$)	2026	2027	2028	2029	2030
Aprovado	1.515,81	1.447,95	1.463,86	1.156,63	1.210,71
Condicional	1.531,52	1.462,96	1.479,03	1.168,62	1.223,25

Fonte: Elaboração própria a partir da planilha SEI nº5133257.

As receitas em ambos os cenários foram calculadas considerando-se um WACC de 7,63% conforme a aprovação da ANP.

Abaixo são apresentados os resultados do cálculo tarifário para os cenários de proposta original da TBG, separados em “aprovado” e “condicional” para os reajustes na RMP com base nos valores da Tabela 9 e 10:

Tabela 9 - Resultados tarifários da TBG para o cenário original aprovado (R\$/MMBtu).

Pontos/Zonas	2026	2027	2028	2029	2030
EMED Corumbá	4,63	6,60	6,66	6,08	6,13
EMED Gaspar	2,32	3,30	3,33	3,04	3,06
EMED TGS/SC	4,63	6,60	6,66	6,08	6,13
MS1	4,40	4,19	4,16	3,85	3,84
SP1	4,40	4,19	4,16	3,85	3,84
SP2	4,40	4,19	4,16	3,85	3,84
SP3	4,40	4,19	4,16	3,85	3,84
SP4	4,40	4,19	4,16	3,85	3,84
PR1	4,40	4,19	4,16	3,85	3,84
SC1	4,40	4,19	4,16	3,85	3,84
SC2	4,40	4,19	4,16	3,85	3,84
RS1	4,40	4,19	4,16	3,85	3,84
Pontos de Interconexão*	2,20	2,10	2,08	1,92	1,92

Fonte: Elaboração própria a partir da planilha SEI nº5133257.

Tabela 10 - Resultados tarifários da TBG para o cenário original condicional (R\$/MMBtu)

Pontos/Zonas	2026	2027	2028	2029	2030
EMED Corumbá	4,68	6,67	6,73	6,15	6,20
EMED Gaspar	2,34	3,34	3,37	3,08	3,10
EMED TGS/SC	4,68	6,67	6,73	6,15	6,20
MS1	4,45	4,24	4,20	3,89	3,88
SP1	4,45	4,24	4,20	3,89	3,88
SP2	4,45	4,24	4,20	3,89	3,88
SP3	4,45	4,24	4,20	3,89	3,88
SP4	4,45	4,24	4,20	3,89	3,88
PR1	4,45	4,24	4,20	3,89	3,88
SC1	4,45	4,24	4,20	3,89	3,88
SC2	4,45	4,24	4,20	3,89	3,88
RS1	4,45	4,24	4,20	3,89	3,88
Pontos de Interconexão*	2,23	2,12	2,10	1,95	1,94

Fonte: Elaboração própria a partir da planilha SEI nº5133257.

Cenários Alternativos

O conjunto de premissas de parâmetros tarifários para os cenários alternativos consiste de um percentual de alocação da receita entre entrada e saída de 70%-30%, um fator de 100% postal, um desconto de interconexão de 90% e o cenário de capacidade apresentado na Tabela 7. Esses parâmetros foram definidos de modo a replicar os parâmetros da NTS para o caso da TBG, mostrando os possíveis efeitos que essa decisão teria sobre as tarifas de transporte.

A parcela de receita máxima permitida seguiu com os mesmos valores apresentados na Tabela 8.

Abaixo são apresentados os resultados do cálculo tarifário para os cenários alternativos, separados em “aprovado” e “condicional” para os reajustes na RMP com base nos valores da Tabela 8:

Tabela 11 - Resultados tarifários da TBG para o cenário alternativo aprovado (R\$/MMBtu).

Pontos/Zonas	2026	2027	2028	2029	2030
EMED Corumbá	10,33	46,19	46,60	42,58	42,90
EMED Gaspar	1,03	4,62	4,66	4,26	4,29
EMED TGS/SC	10,33	46,19	46,60	42,58	42,90
MS1	3,09	2,95	2,93	2,34	2,33
SP1	3,09	2,95	2,93	2,34	2,33
SP2	3,09	2,95	2,93	2,34	2,33
SP3	3,09	2,95	2,93	2,34	2,33
SP4	3,09	2,95	2,93	2,34	2,33
PR1	3,09	2,95	2,93	2,34	2,33
SC1	3,09	2,95	2,93	2,34	2,33
SC2	3,09	2,95	2,93	2,34	2,33
RS1	3,09	2,95	2,93	2,34	2,33
Pontos de Interconexão*	0,31	0,29	0,29	0,23	0,23

Fonte: Elaboração própria a partir da planilha SEI nº5133257.

Tabela 12 - Resultados tarifários da TBG para o cenário alternativo condicional (R\$/MMBtu).

Pontos/Zonas	2026	2027	2028	2029	2030
EMED Corumbá	10,44	46,71	47,12	43,06	43,38
EMED Gaspar	1,04	4,67	4,71	4,31	4,34
EMED TGS/SC	10,44	46,71	47,12	43,06	43,38
MS1	3,12	2,98	2,96	2,37	2,36
SP1	3,12	2,98	2,96	2,37	2,36
SP2	3,12	2,98	2,96	2,37	2,36
SP3	3,12	2,98	2,96	2,37	2,36
SP4	3,12	2,98	2,96	2,37	2,36
PR1	3,12	2,98	2,96	2,37	2,36
SC1	3,12	2,98	2,96	2,37	2,36
SC2	3,12	2,98	2,96	2,37	2,36
RS1	3,12	2,98	2,96	2,37	2,36
Pontos de Interconexão*	0,31	0,30	0,30	0,24	0,24

Fonte: Elaboração própria a partir da planilha SEI nº5133257.