
PARECER TÉCNICO

Análise Comparativa de Metodologias de Cálculo da Base Regulatória de Ativos (BRA) aplicada à realidade da Transportadora Associada de Gás S.A. (“TAG”) no âmbito do Ciclo Tarifário 2026-2030

Consulta Pública ANP nº 11/2026

São Paulo, 03 de julho de 2026

SUMÁRIO

1. PARECER TÉCNICO.....	5
1.1. OBJETIVO.....	5
1.2. METODOLOGIA	5
1.3. NATUREZA	5
1.4. DIREITOS AUTORAIS RESERVADOS	5
2. SUMÁRIO EXECUTIVO	6
3. CONTEXTUALIZAÇÃO	14
3.1. CONTEXTO REGULATÓRIO E A IMPORTÂNCIA DA BRA PARA A TARIFA	15
3.2. CONTEXTO DA REVISÃO TARIFÁRIA DAS TRANSPORTADORAS 2026-2030.....	18
4. METODOLOGIAS PARA CÁLCULO DA BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS	22
4.1. CUSTO HISTÓRICO CORRIGIDO PELA INFLAÇÃO (CHCI)	23
4.1.1. Definição e Fundamentos Conceituais.....	23
4.1.2. Formulação Matemática	24
4.1.3. Precedentes Regulatórios	25
4.2. CUSTO DE REPOSIÇÃO NOVO (CRN)	34
4.2.1. Definição e Fundamentos Conceituais.....	34
4.2.2. Formulação Matemática	38
4.2.3. Estimativa do Custo de Reposição Novo: Abordagens para o Cálculo	39
4.2.4. Precedentes Regulatórios	41
4.3. RECOVERED CAPITAL METHOD (RCM)	46
4.3.1. Definição e Fundamentos Conceituais.....	46
4.3.2. Formulação Matemática	46
4.3.3. Precedentes Regulatórios	48
4.4. ANÁLISE CRÍTICA DO RCM: LIMITAÇÕES E INADEQUAÇÕES PARA CÁLCULO DE BRA.....	49
4.4.1. A DEGRADAÇÃO TEÓRICA E INDEVIDA DO VALOR DO ATIVO ADQUIRIDO POR ENTE PRIVADO (DIFERENÇA ENTRE BEM REVERSÍVEL E INFRAESTRUTURA PARTICULAR).....	50
4.4.2. VIOLAÇÃO DO PRINCÍPIO DA SUFICIÊNCIA DA REMUNERAÇÃO E DO EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO	51

4.4.3. PENALIZAÇÃO DO DESEMPENHO EFICIENTE NO LONGO PRAZO	52
4.4.4. DEPENDÊNCIA CRÍTICA DA QUALIDADE DOS DADOS HISTÓRICOS	53
4.4.5. AUSÊNCIA DE PRECEDENTES REGULATÓRIOS CONSOLIDADOS EM INFRAESTRUTURA DE GÁS	54
4.4.6. GERAÇÃO DE INCERTEZA REGULATÓRIA E DESINCENTIVO AO INVESTIMENTO	55
4.5. CONCLUSÃO SOBRE METODOLOGIA MAIS ADERENTE À APURAÇÃO DA BRA	57
5. CRÍTICAS À APLICAÇÃO DO RCM PELA ANP, PROPOSTO NA CONSULTA PÚBLICA 11/2026	61
5.1. ASSIMETRIA DAS PREMISSAS E FONTES DE DADOS	61
5.2. OPEX - METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS	64
5.2.1. REPLICABILIDADE DO G&A/O&M HISTÓRICO SOBRE VALORES INDEFINIDOS	64
5.2.2. DA UTILIZAÇÃO DO ANO DE 2008 COMO PARÂMETRO PARA OS ANOS DE 2006 E 2007	69
5.2.3. DA FALTA DE LINEARIDADE APRESENTADA DIANTE DOS CRITÉRIOS UTILIZADOS	70
5.3. MENSURAÇÃO DE ATIVOS E INVESTIMENTOS HISTÓRICOS	72
5.3.1. DA UTILIZAÇÃO DE <i>BENCHMARKS</i> PARA CÁLCULO DOS ATIVOS PRÉ-2006	72
5.3.2. DO MÉTODO DE DEPRECIAÇÃO INTEGRAL DE ATIVOS OPERACIONAIS	78
5.3.3. DO USO DE METODOLOGIAS DISTINTAS PARA VALORAÇÃO DA BASE DE ATIVOS	81
5.3.4. DA INCONSISTÊNCIA MECÂNICA NA TOTALIZAÇÃO DOS ATIVOS	81
5.3.5. DA ADOÇÃO DA DATA DE IMOBILIZAÇÃO DO ATIVO COMO REFERÊNCIA PARA A DEPRECIAÇÃO	84
5.3.6. DA INCONSISTÊNCIA MECÂNICA NA TOTALIZAÇÃO DAS REDUÇÕES	86
5.4. PREMISSAS FINANCEIRAS	87
5.4.1. PREMISA WACC	87
5.4.2. DEFASAGEM TEMPORAL NA APLICAÇÃO DAS PREMISSAS NOMINAIS	90
5.5. RECEITA	90
5.6. CONCLUSÃO DA ANÁLISE CRÍTICA DA APLICAÇÃO DO RCM À TAG	92
6. DEMONSTRAÇÃO PRÁTICA DE LIMITAÇÕES: APLICAÇÃO DA METODOLOGIA RCM PARA O CONTRATO MALHAS NORDESTE PELA A&M	93
6.1. RECEITA	95
6.1.1. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	97
6.2. MENSURAÇÃO DE ATIVOS (MÉTODO CRN E BENCHMARKS)	98

6.2.1. DEFINIÇÃO DOS INTERVALOS PARA SIMULAÇÃO.....	99
6.2.2. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	100
6.3. OPEX.....	102
6.3.1. DEFINIÇÃO DOS INTERVALOS DE SIMULAÇÃO	102
6.3.2. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	104
6.4. WACC.....	107
6.4.1. DEFINIÇÃO DOS INTERVALOS DE SIMULAÇÃO	108
6.4.2. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	108
6.5. SENSIBILIZAÇÃO INTEGRADA.....	109
6.5.1. DEFINIÇÃO DOS INTERVALOS DA SIMULAÇÃO	109
6.5.2. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO	109
7. CONCLUSÃO	112
ENCERRAMENTO.....	114
ANEXOS.....	115

1. PARECER TÉCNICO

1.1. OBJETIVO

1 O presente Parecer Técnico tem por objetivo apresentar e relatar as análises técnicas realizadas pela Alvarez & Marsal (“A&M”) em relação à metodologia de apuração da Base Regulatória de Ativos (“BRA”) da Transportadora Associada de Gás S.A. (“TAG”) no âmbito da Consulta Pública nº 11/2026 da ANP, em especial sobre a inadequação do uso da *Recovered Capital Method* (“RCM”) para a precificação da BRA.

2 As informações recebidas da TAG foram consideradas como verdadeiras, não sendo objeto deste trabalho atestar a veracidade das informações apresentadas pela TAG, bem como não é objeto deste Parecer a análise jurídica das questões objeto das tratativas entre as Partes.

1.2. METODOLOGIA

3 Toda análise realizada pela A&M foi construída a partir e dentro do disposto nas orientações da Associação Brasileira de Normas Técnicas (“ABNT”) - NBR 13.752 PERÍCIAS DE ENGENHARIA NA CONSTRUÇÃO CIVIL. Demais normativos que se fizerem necessários serão devidamente indicados nos respectivos tópicos específicos.

1.3. NATUREZA

4 Este Parecer Técnico tem como finalidade e limitação a apresentação de estudos técnicos realizados em relação às metodologias de avaliação da BRA, levando em consideração a respectiva documentação comprobatória anexa ao presente documento. A A&M declara não possuir qualquer vínculo de cunho econômico com o resultado deste da Consulta Pública, apresentando um trabalho técnico de natureza isenta e imparcial.

1.4. DIREITOS AUTORAIS RESERVADOS

5 Todo o escopo e orientação do trabalho técnico aqui apresentado, desenvolvido com exclusividade, tem sua livre reprodução proibida.

2. SUMÁRIO EXECUTIVO

6 Desde o último ano, a ANP vem realizando esforços no âmbito da revisão tarifária do ciclo 2026-2030 para a definição de metodologia adequada à revisão das tarifas do setor de transporte de gás natural, com especial enfoque na revisão das tarifas da Nova Transportadora do Sudeste (“NTS”) e da Transportadora Associada de Gás S.A. (“TAG”). Ambas inauguram a primeira revisão tarifária periódica formal submetida integralmente aos critérios regulatórios da ANP.

7 Como parte central desta discussão está o critério para a precificação da Base Regulatória de Ativos (“BRA”), que consiste na avaliação do valor do ativo das transportadoras, de modo que a tarifa a ser definida possa remunerar adequadamente o investimento realizado pelo ente privado. Este processo, a relevância da BRA e o histórico recente desta tramitação foram endereçados pela A&M no âmbito da seção 3.

8 Neste processo de revisão tarifária, a ANP apresentou a possibilidade de utilização de três metodologias distintas para a precificação da BRA, as quais são amplamente detalhadas no âmbito da seção 4 do presente Parecer Técnico. Essa seção aborda em detalhes os conceitos basilares de cada um dos métodos propostos pela ANP, assim como a base regulatória de sua utilização em processos similares de avaliação de valor de ativos no âmbito de revisões tarifárias. O objetivo dessa seção é contribuir com a avaliação técnica e teórica acerca do método mais adequado para a precificação da BRA, assim como seus usos passados que respaldem sua aplicação. Um resumo da avaliação de cada metodologia é exposto abaixo:

- i. **O Custo Histórico Corrigido pela Inflação (“CHCI”)**, que consiste na avaliação do custo incorrido originalmente com a implementação do ativo, atualizado pela inflação. Neste método, é usual a aplicação, também, de critérios de depreciação do ativo, refletindo sua perda de vida útil ou evolução tecnológica ao longo do tempo¹.
- ii. **O Custo Novo de Reposição (“CRN”)**, consistindo em método amplamente adotado para a precificação de ativos, avaliado por publicações regulatórias como um dos métodos mais completos e aderentes, uma vez que se baseia na orçamentação do valor atual do ativo, permitindo a incorporação de depreciação por mudanças tecnológicas e elevada

¹ Conforme resolução 991/2026 da ANP, “I - o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), o qual consiste no valor atual dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte”.

rastreabilidade das premissas e bases de quantificação. Este método tem como desafio, entretanto, a necessidade de relevantes esforços em termos de análise técnica e rastreabilidade de informações para se evitar visão distorcida do valor atual do ativo avaliado².

- iii. **O *Recovered Capital Method* ("RCM")**: consistindo em método diverso de ambos acima, pois realiza intrinsecamente a avaliação do retorno recebido sobre o capital investido, depreciando o investimento inicial e eventuais investimentos adicionais anualmente a partir de sobras de caixa em relação à remuneração esperada. Objetivamente consiste em depreciar o valor do investimento caso o investidor tenha, por exemplo, reduzido custos operacionais e auferido remuneração superior à taxa de retorno pré-estabelecida. A aplicação de tal modelo é especialmente sensível à qualidade de dados históricos, especialmente contábeis, que devem ser modelados para a apuração de receitas, despesas operacionais, taxas de retorno e investimentos históricos. A adoção de premissas em substituição a dados históricos implica riscos relevantes de desvios e redução da confiabilidade da análise.

9 Neste sentido, a A&M concluiu que o CHCI e o CRN possuem histórico relevante de utilização, seja em âmbito nacional ou internacional, para a precificação de ativos em mercados regulados. Conforme a estatística internacional apresentada neste Parecer, o CHCI é o método com maior histórico de aplicação para a determinação do valor inicial da base de ativos. O CRN, por sua vez, possui base regulatória consolidada para a precificação de ativos, sendo usado nacionalmente em setores como transmissão elétrica e saneamento, possuindo, inclusive, manuais de aplicação. Ademais, em cenário internacional, é observado o uso deste método em revisões tarifárias de ativos de transporte de gás, consistindo método mais adequado, na visão da A&M, para apuração da BRA.

10 Em contrapartida aos métodos acima, o uso do RCM demanda especial cuidado para casos em que a rastreabilidade da documentação (sobretudo a documentação contábil) seja falha,

² Conforme resolução 991/2026 da ANP, "II - o Custo de Reposição Novo (CRN), o qual consiste no custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte; ou
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.

incompleta ou imprecisa. Nestes cenários, a adoção de premissas, aproximações, estimativas ou médias associadas a este método podem levar à depreciação indevida de ativos do parceiro privado sem que haja de fato prova ou rastreabilidade de que o mesmo auferiu os retornos alegados. Ou seja, o método é sensível à documentação base, e pode penalizar indevidamente o investidor.

11 Considerando o cenário supra resumido, em especial sobre a aplicação do RCM, e a recente determinação da ANP de abertura da consulta pública 11/2026 sobre a efetiva aplicação deste método para a precificação da BRA da TAG, a A&M elaborou o capítulo 5 deste Parecer Técnico no qual avalia em detalhes a modelagem proposta pela ANP. Nesta análise, foi possível constatar a materialização de diversas sensibilidades e riscos relacionados ao uso do RCM vistos na análise teórica, conforme resumido a seguir.

12 **Subseção 5.1 - Assimetria das Premissas e fontes de dados:** na qual abordou-se a utilização pela ANP de diversas bases de informação distintas em natureza (contábil, regulatória-contratual, bases referenciais de custos, entre outras) para a elaboração de sua proposta de RCM. Tal abordagem gera relevante fragilidade à modelagem proposta, pois a metodologia combina informações provenientes de bases distintas sem definir critérios objetivos para tratamento de divergências ou para priorização das fontes quando há mais de um registro disponível para a mesma variável. Por exemplo, (i) a apuração pela ANP da receita auferida a partir de tarifas contratuais, enquanto estas também constam em Demonstrações Financeiras da companhia, e, ao mesmo tempo, (ii) uso das demonstrações financeiras como fonte de informação de custos operacionais de parte do período.

13 **Subseção 5.2 - OPEX:** na qual se abordou as bases de informação da ANP para os custos operacionais históricos da TAG. Nesta análise constatou-se:

- i. Uso de *gross-up* para os custos de operação históricos a partir de custos de Direito de Passagem e Total G&A, sem considerar, entretanto, demais cifras de custos operacionais, como pessoal operacional e serviços de compressão (SCOMP), consistindo em efetiva sub alocação de custos. Ademais, notou-se também a variabilidade dessas cifras ao longo do período, havendo relevante risco no uso do *gross-up*, que não captura eventuais ganhos ou perdas operacionais ao longo dos anos.

- ii. Replicação injustificada dos custos do ano de 2008 para os anos de 2006 e 2007 sem qualquer critério objetivo para tal exercício, novamente removendo possíveis variações de custos operacionais do ativo, especialmente em seus dois primeiros anos de existência.
- iii. Falta de linearidade nos períodos em que a metodologia de apuração do OPEX variou, com incrementos superiores a 40% entre os anos de 2017 e 2018, do OPEX em termos reais por km de malha, por exemplo.

14 **Subseção 5.3 - Mensuração de Ativos:** na qual se aborda a avaliação da ANP sobre custos históricos de construção dos ativos da TAG. Em tal avaliação, constatou-se:

- i. Inconsistência metodológica da ANP, ao utilizar método análogo ao CRN para precificar os ativos em 2006, dada a inexistência de bases de informação anteriores a este ano, passando a partir de então a utilizar o RCM para a depreciação deste ativo. Tal inconsistência é relevante uma vez que, como abordado na seção 4, o CRN consiste em avaliação do custo de construção de um ativo similar no momento da avaliação (portanto novo), enquanto o exercício da ANP utilizou este conceito para precificar o ativo “novo” em 2006. Neste sentido, causa estranheza o uso de metodologia mais robusta e aderente a práticas regulatórias nacionais e internacionais para apuração da BRA (CRN), porém apenas até 2006, a partir de quando o regulador passa a utilizar metodologia cuja aplicação regulatória para definição da BRA é limitada e sem precedentes regulatórios.
- ii. Utilização de base paramétrica norte-americana da *Energy Information Administration* ("EIA") para cálculo do valor do ativo em 2006 pelo CRN, adotando-se parâmetro genérico sem a devida compatibilização de premissas basilares para a orçamentação de obras desta natureza, como o tipo (Lateral, Expansion e New Pipeline), a natureza do local de execução (área urbana, área rural, regiões de floresta, aclives e declives, regiões com presença de lençóis aflorados ou cruzamento de rios e lagos), a disponibilidade de mão de obra e empreiteiras para a execução, os custos de importação, tributos e políticas de lucros, seguros e despesas administrativas (BDI). Ademais, a parametrização realizada pela ANP de avaliação do custo global pela extensão e diâmetro dos gasodutos também induz à minoração da representatividade de amostras menores, podendo induzir a erro relevante caso não ponderadas as especificidades de cada projeto.

Os pontos acima se mostram de elevada relevância uma vez que, em teste do modelo da ANP, constatou-se que uma variação de 10% do valor médio de construção do ativo adotado pela ANP implica variação da ordem de 223% do valor final da BRA apurada pelo RCM, demandando extrema cautela na definição deste critério para o resultado do exercício.

Este ponto se torna ainda mais crítico quando avaliado à luz da Prática Recomendada 18R-97 da AACE, que orienta quanto à classificação de estimativas de custos. Considerando a baixa maturidade de engenharia, devido à não observação de critérios básicos de correlação entre parâmetro e realidade analisada, a estimativa da ANP apresenta aderência à Classe 5 de estimativas de custos, cuja variação esperada em relação ao custo real incorrido pode variar de 30% a 100% na banda positiva, desconfigurando completamente o RCM hoje em discussão³.

- iii. A depreciação regulatória (30 anos) de ativos entre 1976 e 2006 para um valor residual nulo, embora estes ativos permaneçam operacionais e com valor econômico relevante, consistindo em sub valoração dos ativos da empresa⁴.
- iv. Inconsistência mecânica (erro de fórmula) na totalização dos ativos, constatando-se erros de fórmula e classificação de ativos (ano de imobilização, tipo de ativo/intervenção, entre outros), levando à não contabilização de parte dos valores no somatório final.
- v. Inconsistência mecânica (erro de fórmula) na totalização das reduções, com a constatação de fórmulas “quebradas” retornando à função *#REF*, impedindo a consideração e verificação de parte dos valores.

³ A baixa maturidade da engenharia, uso de bases paramétricas limitadas e não realização de validação de principais parâmetros entre as amostras é falha basilar de análise, não adstrita ao método, e poderia também afetar a aplicação do CRN puro. Tais limitações apontadas neste item são associadas à implementação da análise e baixa maturidade da proposta da ANP em relação aos valores por ela analisados.

⁴ Ressalta-se que, diferente de contratos com bens reversíveis (a exemplo de rodovias), ao fim do contrato de transporte de gás os ativos permanecem de posse do parceiro privado. Assim, seu valor residual não pode ser considerado negativo, pois significaria objetivamente que uma propriedade de uma empresa privada teria valor nulo, apenas por ter gerado resultado financeiro nos últimos 30 anos. A lógica a ser adotada assemelha-se à contratos de aluguel, no qual, mesmo após 30 anos de locação, o imóvel continua possuindo valor comercial, pode ser revitalizado e relocado a valores condizentes com mercado, perpetuando o valor percebido do ativo a partir de sua utilidade mercadológica.

15 **Subseção 5.4 - Premissas Financeiras:** incluindo a avaliação da existência de duas inadequações da formulação da ANP quanto a critérios financeiros, sendo:

- i. O uso de WACC variável ao longo dos anos, com diferentes critérios a depender do período de análise, consistindo em desvio relevante do princípio regulatório da previsibilidade e da determinação contratual de uma remuneração fixa. Em resumo, o investidor, quando posicionado em 2006 na contratação do ativo, não possuía conhecimento de variabilidade futura da WACC, assim como não possuía meio de prevê-lo, especialmente considerando a inexistência de previsão contratual ou regulatória à época para a revisão anual da tarifa da malha nordeste. Assim, a A&M entende como necessária à adoção de WACC fixa compatível com o momento de mercado na tomada de decisão do investimento, ou seja, em 2006, de modo que não haja variação *ex post* da expectativa de receita e retorno do investidor. Esta variação, objetivamente, implica na revisão do a posteriori de retorno devido, não reconhecendo que toda a receita seria “devida” e depreciando o percentual adicional em relação à WACC fixa da BRA, reduzindo o valor do ativo privado.

Considerando-se a receita fixa dos contratos legado, o ajuste de WACC passada realizado pela ANP objetivamente elevou o retorno de capital supostamente auferido pela TAG e depreciador da BRA pelo RCM, sem, contudo, possuir qualquer elemento probatório que suporte esta avaliação. É dizer que houve a indevida majoração do capital recuperado pela variação futura de WACC sem previsão contratual.

16 **Subseção 5.5 - Receita** na qual avaliou-se a existência de conflito entre bases de informação disponíveis, sendo considerado pela ANP a receita tarifária contratualmente prevista para a TAG e atualizada pelo IGP-M, em detrimento da utilização das informações das Demonstrações Financeiras, critério este adotado, mesmo que parcialmente (apenas para o período 2018-2025), para o levantamento do OPEX. Adicionalmente, é questionável o fato de não ter sido considerada aqui, por parte da ANP, a mesma fonte de dados utilizada no OPEX para o período 2008-2017, qual seja, a receita histórica dos contratos da Malha Nordeste com a Petrobras (SAP).

17 Após realizada a análise detalhada acerca das divergências da A&M com a aplicação específica da ANP do RCM supra resumidas, a seção 6 deste Parecer Técnico apresenta uma análise quantitativa dos impactos decorrentes das premissas adotadas na apuração da BRA,

demonstrando que a elevada variabilidade dos parâmetros utilizados pela ANP resulta em cenário de relevante insegurança metodológica e regulatória.

18 Primeiramente a A&M limitou-se a corrigir aqueles que interpreta como erros técnicos da ANP na implementação do modelo, sendo temas que não deveriam estar sujeitos a interpretações regulatórias. Estes ajustes no modelo da ANP elevam a BRA avaliada de R\$ 594.987 mil para uma BRA de **R\$ 3.687.643 mil**, conforme demonstrado na figura abaixo. Ademais, caso se considere a divergência entre a aplicação predominante da data de imobilização dos ativos na NT ANP nº 15/26, em detrimento da data de AO ou início de entrada em operação para todos os ativos, conforme critério adotado na NT ANP nº 08/26, eleva-se a BRA inicial para **R\$ 6.717.671 mil**.

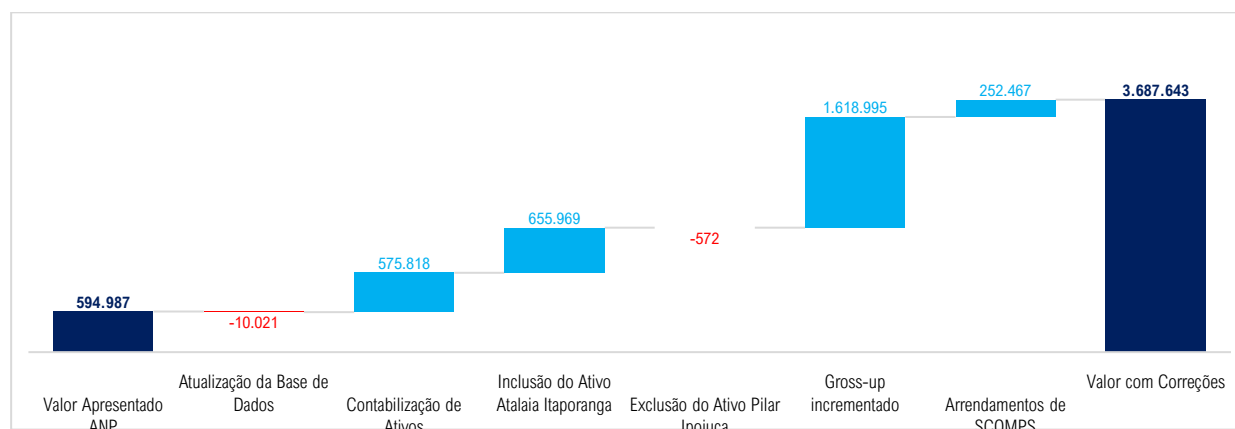


Figura 1 – Correção das inconsistências da BRA pelo método RCM, em R\$ mil

19 A partir da modelagem revisada, que expurga os erros técnicos identificados e parte da BRA corrigida da ANP de R\$ 3.687.643.000, realizou-se a modelagem probabilística por modelo de Monte Carlo para a variação das premissas-chave sobre as quais a A&M possui críticas ou apontou elevada variabilidade. Nessa avaliação, apuraram-se cenários de BRA pelo método RCM que variam de R\$ 1,27 bilhão (5% de probabilidade de ocorrência) a R\$ 22,38 bilhões (95% de probabilidade de ocorrência), com valor médio de R\$ 10,59 bilhões. Quando confrontados com essa distribuição, os valores apurados pela ANP situam-se todos em sua cauda inferior: a BRA originalmente estimada pela ANP, de R\$ 0,59 bilhão, corresponde ao 3º percentil; a base corrigida das inconsistências identificadas, de R\$ 3,6 bilhões, ao 13º percentil; o CRN inicial apurado pela ANP, de R\$ 4,1 bilhões, ao 15º percentil; e o cenário que incorpora a totalidade dos erros e inconsistências, de R\$ 6,7

bilhões, ao 29º percentil — todos substancialmente aquém do valor médio de R\$ 10,59 bilhões, conforme exposto graficamente abaixo..

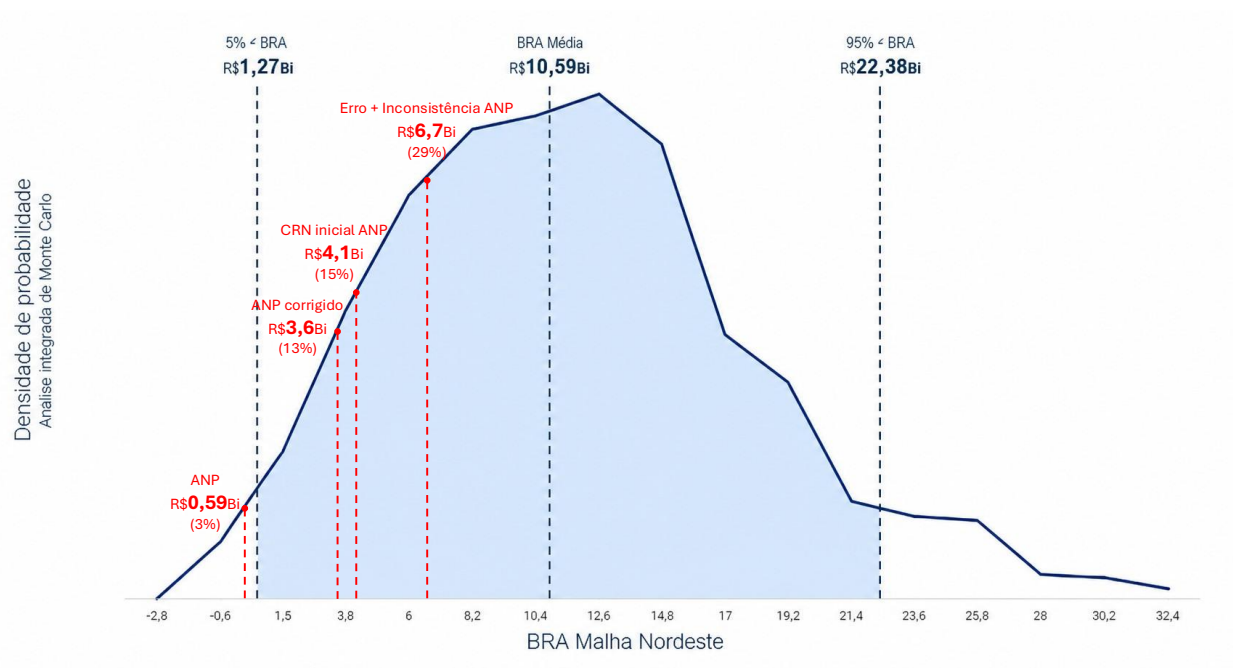


Figura 2 - Simulação de Montecarlo de Variabilidade de Premissas Modeladas pela ANP

3. CONTEXTUALIZAÇÃO

20 A TAG e a Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) são as transportadoras de gás natural atuantes nos sistemas Sudeste, Nordeste e Norte de gasodutos, sendo historicamente pertencentes e operadas majoritariamente pela Petrobras. Ambas as companhias passaram pelo processo de desinvestimento da Petrobras em ativos de transporte de gás natural conduzido entre 2017 e 2019. A NTS - responsável pela Malha Sudeste, com aproximadamente 2.000 km de gasodutos - foi vendida em abril de 2017 para um grupo de investidores liderado pelo fundo canadense Brookfield Asset Management pelo montante aproximado de US\$ 5,2 bilhões⁵. A TAG - detentora da Malha Norte e Nordeste, com cerca de 4.500 km de extensão, que inclui os sistemas interligados do Nordeste, do Norte e do corredor Rio-Nordeste - foi transferida em 2019 ao consórcio formado pela Engie Brasil e pela Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ) pelo valor de R\$ 33,5 bilhões, correspondente a parcela de 90%⁶. A venda dos 10% remanescentes foi concluída no ano seguinte, em 2020⁷.

21 **Ambas as transações foram estruturadas com a manutenção de contratos legados de transporte com a Petrobras** (entre eles, os Contratos de Formação do Consórcio Malhas Sudeste e Malhas Nordeste), que asseguravam à Petrobras a capacidade de transporte firme **com remuneração de 100% da capacidade contratada, independentemente do volume efetivamente transportado**. Esses contratos foram celebrados entre as próprias partes, sem submissão a processo formal de revisão tarifária pela ANP, e são datados do início de operação desses gasodutos, anterior ao marco legal do gás natural, a “Antiga Lei do Gás” Lei Nº 11.909 de 2009⁸, sendo em sua maior parte, contratos **em vigor há mais de 20 anos**, configurando o que a regulação denomina de tarifas “negociadas” entre partes, ainda que observado o papel da ANP conforme descrito no artigo 8º da

⁵ NTS - A venda da NTS e o novo momento do gás natural no Brasil. Acessado em 05/06/2026. Disponível em: <https://www.ntsbrasil.com/post/a-venda-da-nts-e-o-novo-momento-do-gas-natural-no-brasil/>

⁶ Eixos - Petrobras recebe R\$ 33 bi e conclui venda da TAG. Acessado em 05/06/2026. Disponível em: <https://eixos.com.br/petroleo-e-gas/petrobras-recebe-r-33-bi-e-conclui-venda-da-tag/>

⁷ TN Petróleo - Venda dos 10% restantes da TAG é concluída pela Petrobras. Acessado em 05/06/2026. Disponível em: <https://tnpetroleo.com.br/noticia/venda-dos-10-restantes-da-tag-e-concluida-pela-petrobras/>

⁸ Lei Nº 11.909 de 4 de março de 2009 - Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. A Lei foi revogada pela Lei nº 14.134, de 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/11909.htm

Lei do Petróleo e todo o acompanhamento da Agência dos termos e condições estabelecidos em tais contratos . Essa característica é central para a compreensão do atual processo regulatório.

3.1. CONTEXTO REGULATÓRIO E A IMPORTÂNCIA DA BRA PARA A TARIFA

22 Considerando o contexto acima da construção original, contratação original com a Petrobras, posterior venda dos ativos e o atual processo de regulamentação de tarifas, tem-se que a TAG e os ativos sob sua gestão estão hoje sujeitos à regulamentação do setor de transporte de gás natural por gasodutos de transporte, em especial para esta análise, a regulação econômica da ANP, nos termos da Lei nº 14.134, de 2021, sob o regime de autorização⁹.

23 O regime de regulação econômica aplicável às transportadoras de gás natural no Brasil é o de *revenue cap* (teto de receita), sob o qual a receita máxima permitida é fixada pelo regulador e ajustada ao longo do tempo por meio de revisões periódicas¹⁰. Diferentemente do *price cap* - no qual o teto incide sobre o preço unitário do serviço -, **o *revenue cap* define a receita máxima auferida pela transportadora, independentemente do volume ou da capacidade efetivamente utilizada no período.** Nesse modelo, a receita permitida deve ser suficiente para remunerar os custos reconhecidos pelo regulador como compatíveis com uma operação eficiente, incluindo os custos operacionais e os custos de capital calculados sobre a Base Regulatória de Ativos ("BRA").

24 No modelo de *revenue cap*, a grandeza central regulada é a Receita Máxima Permitida ("RMP")¹¹, que correspondente ao teto de receita total que a transportadora pode auferir em cada período tarifário. A RMP deve ser suficiente para cobrir os custos operacionais reconhecidos pelo

⁹ Lei Nº 14.134, de 8 de abril de 2021, art. 4º: "A atividade de transporte de gás natural será exercida em regime de autorização, abrangidas a construção, a ampliação, a operação e a manutenção das instalações". Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm#art48

¹⁰ Lei Nº 14.134, de 8 de abril de 2021, art. 9º: "A ANP, após a realização de consulta pública, estipulará a receita máxima permitida de transporte, bem como os critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, nos termos da regulação, e essa receita não será, em nenhuma hipótese, garantida pela União". Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm#art48

¹¹ Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026, art. 2º, inciso XII: "Receita Máxima Permitida (RMP): valor, expresso em reais por ano (R\$/ano), que representa a receita máxima permitida ao transportador a ser auferida mediante contraprestação de serviços de transporte, estabelecida com base nos custos e despesas vinculados à prestação dos serviços e às obrigações tributárias, na remuneração do investimento em bens e instalações de transporte e na depreciação e amortização das respectivas bases regulatórias de ativos; Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-991-2026-estabelece-o-regime-tarifario-aplicavel-aos-sistemas-de-transporte-de-gas-natural-e-aos-servicos-de-transporte-oferecidos-no-regime-de-contratacao-de-capacidade-por-entrada-e-saida-e-da-outras-providencias?origin=instituicao>

regulador, a depreciação dos ativos e a remuneração do capital investido à taxa *Weighted Average Cost of Capital* ("WACC"). De forma simplificada, a RMP pode ser representada pela seguinte expressão:

$$RMP = O\&M + Depreciação + (WACC \times BRA)$$

Onde:

O&M: custos operacionais reconhecidos pelo regulador;

Depreciação: recuperação regulatória do investimento ao longo da vida útil dos ativos

WACC: taxa regulatória de remuneração do capital

BRA: base regulatória de ativos

25 A relevância da BRA decorre do fato de que a remuneração do capital regulatório corresponde à aplicação da taxa WACC sobre essa base de ativos. Consequentemente, variações na BRA impactam diretamente a parcela da RMP destinada à remuneração do investimento e do ativo sob concessão.

26 Em termos simplificados, em uma lógica de aluguel de imóveis residenciais, a BRA representa o valor do imóvel alugado, enquanto a WACC representa o percentual de rendimento esperado pelo acionista ou proprietário para que seja de seu interesse alugar aquele imóvel. Assim, em uma situação hipotética de um imóvel de R\$ 1.000.000,00 para o qual o proprietário entenda necessário receber ao menos a taxa de juros real praticada no Brasil hoje de cerca de 8%¹² ao ano, ter-se-ia o aluguel anual mínimo de R\$ 80.000,00 (R\$ 6.666,66 ao mês) para que o proprietário mantivesse seu imóvel alugado e não o vendesse e aplicasse o dinheiro em títulos do tesouro direto. Neste exemplo hipotético, o valor do imóvel é equivalente à BRA, enquanto os juros reais são equivalentes ao WACC.

27 Voltando-se à realidade da tarifa de transporte, esta é então determinada a partir da alocação da Receita Máxima Permitida entre os usuários do sistema, segundo os critérios estabelecidos pela regulação aplicável. Em termos conceituais, a tarifa corresponde ao mecanismo por meio do qual a RMP é recuperada junto aos usuários do serviço. Assim, mantidas constantes as demais variáveis

¹² Para fins de exercício, percentual adotado próximo à diferença atual dos juros pagos pelo governo brasileiro através da SELIC do tesouro direto e a inflação oficial do Índices de Preço do Consumidor Amplo ("IPCA")

regulatórias, aumentos ou reduções na RMP repercutem diretamente sobre o nível tarifário necessário para assegurar a recuperação da receita autorizada.

28 Nesse contexto, a BRA assume papel central no modelo regulatório, uma vez que representa a base de ativos reconhecida para fins de remuneração do capital investido, influenciando diretamente a RMP, que por sua vez constitui o montante a ser recuperado por meio das tarifas de transporte, a ser cobradas dos carregadores do sistema, consumidores e comercializadores de gás natural.

29 A adequada determinação da BRA é, portanto, elemento essencial para o equilíbrio econômico-regulatório da atividade. Eventuais distorções em sua mensuração, seja por subavaliação ou sobre avaliação, impactam diretamente a remuneração do capital reconhecida na RMP e, por consequência, as tarifas reguladas. A correta valoração da BRA assume, assim, relevância central para a adequada remuneração dos investimentos realizados na infraestrutura de transporte de gás natural.

30 A escolha da metodologia de valoração de ativos deve observar princípios amplamente reconhecidos na regulação econômica de setores de infraestrutura, bem como os objetivos e diretrizes estabelecidos pela Resolução N° 991/2026:

- i. **Suficiência da Remuneração:** a metodologia deve assegurar que o capital investido seja remunerado de forma justa e suficiente, a uma taxa compatível com o risco do negócio e do investimento vinculado à prestação de serviço de transporte¹³.

¹³ Interpretação da A&M, com base no art. 22 da [Resolução N° 991/2026](#): “O serviço de transporte prestado pelo transportador será remunerado por meio de tarifas de transporte, as quais devem atender aos seguintes princípios:

I - representar a contraprestação da operação eficiente, segura e confiável do gasoduto de transporte; II - permitir que o transportador possa obter receita suficiente para arcar com os seus custos, despesas e obrigações vinculados à prestação do serviço de transporte; III - permitir que o transportador possa obter receita suficiente para remuneração justa e adequada, considerando: a) o nível de risco da atividade, do investimento em bens e instalações vinculados à prestação do serviço de transporte; e b) a respectiva depreciação e amortização da BRA; e IV - não implicar tratamento discriminatório ou preferencial entre carregadores”.

- ii. **Proporcionalidade e Transparência:** a BRA deve refletir o esforço de investimento efetivamente realizado ou equivalente, de forma verificável e auditável¹⁴.

3.2. CONTEXTO DA REVISÃO TARIFÁRIA DAS TRANSPORTADORAS 2026-2030

31 O marco inaugural da regulação tarifária formal no setor de transporte de gás natural brasileiro foi a Revisão Tarifária da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (“TBG”), concluída pela ANP em 2019. Tratou-se da primeira aplicação integral da metodologia regulatória da ANP para fixação da RMP e BRA no setor. O resultado da revisão tarifária da TBG estabeleceu o precedente regulatório setorial e fundou a base técnica sobre a qual a Nota Técnica ANP nº 08/2021¹⁵ desenvolveu a discussão metodológica que antecede a presente revisão para o período de 2026-2030, conduzida através da Consulta Pública ANP nº 11/2026¹⁶.

32 O Ciclo Tarifário 2026-2030 inaugura a primeira revisão tarifária periódica formal da TAG e da NTS submetida integralmente aos critérios regulatórios da ANP. Com o término dos contratos legados e a consequente necessidade de submissão das tarifas à aprovação regulatória formal, abriu-se o espaço para a primeira definição regulada da RMP e da BRA dessas companhias, em conformidade com o artigo 9º da Nova Lei do Gás (Lei n.º 14.134/2021)¹⁷ e com o disposto na Resolução ANP n.º 991/2026, que substituiu a Resolução ANP n.º 15/2014 como marco normativo geral do regime tarifário de transporte.

¹⁴ Interpretação da A&M, com base no art.6 da [Resolução Nº 991/2026](#): “A BRA será composta pelos bens e instalações destinados à exploração da atividade de transporte de gás natural aprovados pela ANP. § 1º Serão incluídos à BRA apenas os bens e instalações resultantes de investimentos prudentes e necessários à prestação de serviço de transporte, após a realização de consulta pública tarifária pela ANP (...) § 3º A aplicação da metodologia de valoração da BRA deve ser justificada a cada valoração efetuada (...) § 7º O valor da BRA dos gasodutos de transporte e as aprovações para inclusão na base regulatória de ativos de que trata o caput e o § 2º serão publicizados no âmbito da consulta pública tarifária, obedecendo aos princípios da publicidade e da transparência”.

¹⁵ Nota Técnica ANP nº 08/2021 - Receita Máxima Permitida e Tarifas de Referência aplicáveis à Chamada Pública nº 03/2021 – TBG. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2021/copy_of_2021/cp-21-2021/nt-08-2021.pdf

¹⁶ Consulta Pública ANP nº 11/2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/consulta-publica-no-11-2026>

¹⁷ Lei Nº 14.134, de 8 de abril de 2021, art. 9º: “A ANP, após a realização de consulta pública, estipulará a receita máxima permitida de transporte, bem como os critérios de reajuste, de revisão periódica e de revisão extraordinária, nos termos da regulação, e essa receita não será, em nenhuma hipótese, garantida pela União”. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm#art48

33 Em 21 de agosto de 2025, a Diretoria da ANP aprovou a abertura da Consulta Pública nº 08/2025, com prazo de 45 dias (25/08/2025 a 08/10/2025)¹⁸, na qual as cinco transportadoras sujeitas à regulação da ANP - NTS, TAG, TBG, TSB e GasOcidente - apresentaram suas propostas de BRA e de tarifas para o ciclo 2026-2030. A CP 08/2025 constituiu o primeiro momento de exposição pública das propostas metodológicas das transportadoras TAG, NTS, TSB e GasOcidente, destacando-se a adoção do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) como metodologia preferencial pelas maiores transportadoras (TAG e NTS)¹⁹ - metodologia que será detalhada na seção 4 desse relatório.

34 Diante do volume e complexidade das informações e das divergências conceituais sobre a metodologia de valoração, múltiplos participantes demandaram a extensão do prazo e o aprofundamento do debate metodológico.

35 Em 6 de novembro de 2025, em Reunião Pública da Diretoria da ANP²⁰, foi aprovado um Plano de Ação que reestruturou o processo de revisão tarifária em três fases sequenciais e distintas, cada uma submetida a consulta pública específica:

- i. **1ª Fase - WACC Regulatório (CP 12/2025):** revisão dos parâmetros do Custo Médio Ponderado de Capital, com deliberação prevista para dezembro de 2025;
- ii. **2ª Fase - Base Regulatória de Ativos (CP BRA):** definição da metodologia e valoração da BRA, com proposta prevista para janeiro de 2026 e deliberação para fevereiro de 2026;
- iii. **3ª Fase - Receita Máxima Permitida e Tarifas (CP RMP):** aprovação das propostas tarifárias finais, com consulta pública em março-abril de 2026, audiência pública em abril e deliberação final até maio de 2026.

¹⁸ Consulta Pública ANP nº 08/2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2025/consulta-publica-no-08-2025>

¹⁹ Eixos - Nova proposta da ANP reduz em R\$ 10 bi a base de remuneração dos gasodutos da TAG e NTS. Acessado em: 05/06/2026. Disponível em: <https://eixos.com.br/politica/nova-proposta-da-anp-reduz-em-r-10-bi-a-base-de-remuneracao-dos-gasodutos-da-tag-e-nts/>

²⁰ ANP - Gás natural: ANP aprova Plano de Ação referente às tarifas de transporte em gasodutos e abertura de consulta pública sobre taxa de retorno. Acessado em: 05/06/2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/gas-natural-anp-aprova-plano-de-acao-referente-as-tarifas-de-transporte-em-gasodutos-e-abertura-de-consulta-publica-sobre-taxa-de-retorno

36 Esse faseamento implicou o deslocamento da deliberação final para além do início do ciclo tarifário (janeiro de 2026), tendo a ANP determinado a celebração de Contratos de Serviço de Transporte Extraordinário para assegurar a continuidade do serviço de transporte durante o período de transição regulatória.

37 Em janeiro de 2026, a ANP publicou a Resolução ANP nº 991/2026, novo marco normativo do regime geral de formação de tarifas de transporte de gás. O novo instrumento introduziu formalmente no ordenamento regulatório, , após a etapa de Consulta Pública e sem a realização de AIR, a possibilidade de utilização de uma nova metodologia para o cálculo da BRA, denominada RCM, especificamente para ativos que tenham sido remunerados sob tarifas negociadas entre partes - enquadrando o caso dos contratos legados da TAG e da NTS.

§ 7º O valor da BRA dos gasodutos de transporte e as aprovações para inclusão na base regulatória de ativos de que trata o caput e o § 2º serão publicizados no âmbito da consulta pública tarifária, obedecendo aos princípios da publicidade e da transparência.

§ 8º A aprovação de que trata o caput preverá:

I - prazo para efetiva construção e início de operação;

II - o grau de incerteza associado às estimativas de custos; e

III - medidas destinadas a assegurar o cumprimento do cronograma e a segurança regulatória, podendo incluir, em caso de não atendimento injustificado do prazo, a exclusão da receita e do capital, a aplicação de sanções e a revogação de atos autorizativos.

§ 9º Com relação ao § 2º, inciso III, nos casos de ativos nos quais vigoraram tarifas negociadas entre partes, pode também ser aplicado o Método de Capital Recuperado (Recovered Capital Methodology - RCM) - a qual consiste no valor dos ativos resultante da aplicação da metodologia de valoração do capital efetivamente investido, descontado o retorno do capital pelo transportador.

Figura 3 - Trecho da Resolução nº 991/2026 (grifo A&M). Fonte: ANP²¹

²¹ Artigo 6º, Seção 1 da Resolução nº 991/2026. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-991-2026-estabelece-o-regime-tarifario-aplicavel-aos-sistemas-de-transporte-de-gas-natural-e-aos-servicos-de-transporte-oferecidos-no-regime-de-contratacao-de-capacidade-por-entrada-e-saida-e-da-outras-providencias?origin=instituicao>

38 Na 2ª Fase, a ANP abriu consulta pública nº 03/2026²² sobre a BRA, adotando inicialmente a metodologia Custo de Reposição Novo (“CRN”) como metodologia de referência, proposta que resultou em valores significativamente inferiores aos pleiteados pelas transportadoras pelo CHCI. Pelo lado das distribuidoras e usuários do sistema de transporte, a ANP recebeu também contribuições para a utilização do método RCM. Posteriormente, amparada na Resolução 991/2026, a ANP submeteu à consulta pública uma proposta adicional calcada no RCM, através da Consulta Pública nº 11/2026, aplicada especificamente sobre os ativos dos contratos legados (Malhas NE e SE). Sob o RCM, o saldo residual da BRA da TAG (Malha Nordeste) foi estimado em R\$ 595 milhões - valor 89,5% inferior aos R\$ 5,673 bilhões propostos pela TAG pelo CHCI e 85,6% inferior aos R\$ 4,125 bilhões propostos inicialmente pela ANP pelo CRN²³.

39 A revisão tarifária da TAG para o Ciclo 2026-2030 constitui, portanto, um processo regulatório inédito em múltiplas dimensões: é a primeira revisão formal da companhia, ocorre em contexto de intenso debate metodológico sobre a valoração de ativos com histórico de tarifas negociadas, e seus resultados estabelecerão o precedente regulatório que balizará as revisões subsequentes de toda a malha de transporte de gás natural brasileira.

²² Consulta Pública nº 03/2026 que objetivou obter contribuições 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. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/consulta-publica-no-03-2026>

²³ Eixos - Nova proposta da ANP reduz em R\$ 10 bi a base de remuneração dos gasodutos da TAG e NTS. Acessado em: 05/06/2026. Disponível em: <https://eixos.com.br/politica/nova-proposta-da-anp-reduz-em-r-10-bi-a-base-de-remuneracao-dos-gasodutos-da-tag-e-nts/>

4. METODOLOGIAS PARA CÁLCULO DA BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS

40 Conforme supra resumido, o contexto da revisão tarifária das transportadoras de gás tem envolvido discussões acerca de 3 principais metodologias para a apuração da BRA. A própria ANP estuda estes métodos em sua Nota Técnica 002/2026 de 23/02/2026, conforme brevemente contextualizado abaixo²⁴.

- i. **Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI)**: consiste na valoração dos ativos a partir dos investimentos originalmente realizados em sua aquisição ou construção, conforme registros contábeis auditáveis, ajustados monetariamente e líquidos da depreciação acumulada²⁵;
- ii. **Custo de Reposição Novo (CRN)**: consiste no custo de reposição dos ativos a preços atuais de mercado, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte²⁶;
- iii. **Recovered Capital Method (RCM)**: consiste no valor dos ativos resultante da aplicação da metodologia de valoração do capital efetivamente investido, descontado o retorno do capital já obtido pelo transportador.

41 A partir deste breve resumo, elaborou-se abaixo o detalhamento das metodologias em discussão para mensuração da base de ativos de serviços regulados, como o de transporte de gás natural. Com o intuito de facilitar o entendimento do leitor e a organização deste Parecer Técnico, as metodologias serão detalhadas na mesma ordem em que expostas acima nas subseções 4.1 a 4.3.

42 Ademais, considerando o contexto regulatório atual da ANP, a subseção 4.4 irá abordar as limitações técnicas do uso do RCM para a precificação da BRA em contexto amplo e teórico. A

²⁴ Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, p. 04. Acessado em 04/06/2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5723580_nota_tecnica_2.pdf

²⁵ Conforme resolução 991/2026 da ANP, “o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), o qual consiste no valor atual dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte”.

²⁶ Conforme resolução 991/2026 da ANP, “II - o Custo de Reposição Novo (CRN), o qual consiste no custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte; ou
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.

conclusão da A&M acerca das metodologias em discussão, e opinião acerca da metodologia mais adequada para a revisão da BRA será exposta na subseção 4.5.

4.1. CUSTO HISTÓRICO CORRIGIDO PELA INFLAÇÃO (CHCI)

4.1.1. Definição e Fundamentos Conceituais

43 O método do CHCI consiste na valoração dos ativos a partir dos investimentos originalmente realizados em sua aquisição ou construção, conforme registros contábeis auditáveis, ajustados monetariamente e líquidos da depreciação acumulada. Seu fundamento econômico reside na preservação do capital efetivamente investido em termos reais, assegurando que o investidor recupere os recursos aplicados de forma prudente na infraestrutura e obtenha remuneração compatível com o risco regulatório associado à atividade²⁷.

44 Sob a ótica regulatória, o CHCI busca refletir o capital efetivamente empregado na prestação do serviço, sem recorrer à estimativa do custo corrente de reconstrução dos ativos. Por estar fundamentado em investimentos historicamente realizados e passíveis de verificação documental, o método apresenta atributos como objetividade, rastreabilidade, transparência e menor grau de discricionariedade na determinação da base regulatória de ativos. Adicionalmente, sua aplicação contribui para a estabilidade da base de remuneração ao longo do tempo e para a mitigação de riscos associados à dupla remuneração de ativos já depreciados ou integralmente recuperados²⁸.

45 A definição adotada pela ANP é consistente com a classificação proposta pela *Economic Consulting Associates* (ECA), em relatório elaborado para a *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER) a partir de levantamento das metodologias de valoração de ativos utilizadas pelos

²⁷ Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, p. 04. Acessado em 05/06/2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5723580_nota_tecnica_2.pdf

²⁸ Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, p. 05. Acessado em 05/06/2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5723580_nota_tecnica_2.pdf

Especificamente quanto à depreciação, há relevante divergência entre entidades quanto ao método mais adequado de depreciação/recuperação de ativos, sendo destacado no âmbito dos estudos da ECA para o cenário Europeu que alguns ativos (como gasodutos) possuem vida útil superior à 40 anos, podendo ser invidamente avaliados caso usadas perspectivas exclusivamente financeiras. (Vide apresentação disponível em https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/events/documents/2021-12/AR%20stakeholder%20event_ECA.pdf, páginas 28 e 29)

reguladores do setor de energia na Europa, que define os métodos de custo histórico como aqueles baseados nos custos incorridos na aquisição e renovação dos ativos, deduzidos da depreciação acumulada.

46 O relatório da ECA também observa que, em infraestruturas compostas por ativos de longa vida útil adequadamente mantidos, a utilização de metodologias baseadas em custo histórico associadas a vidas úteis predefinidas pode não refletir integralmente a realidade econômica da prestação do serviço. Segundo o estudo, ativos antigos que permanecem em boas condições operacionais por períodos prolongados podem continuar contribuindo para a prestação do serviço mesmo após o horizonte originalmente considerado para sua depreciação, circunstância que deve ser considerada pelo regulador na definição dos parâmetros de valoração e remuneração dos ativos.²⁹

4.1.2. Formulação Matemática

47 A determinação da BRA pelo método do *CHCI* é operacionalizada por meio de mecanismo de roll-forward da base regulatória, conforme descrito pela ANP. Nesse processo, os investimentos reconhecidos são incorporados à base de ativos, enquanto a depreciação regulatória reduz progressivamente a parcela elegível à remuneração.

48 De forma simplificada, a BRA pode ser representada pela seguinte expressão:

$$BRA = CHCI - Dep_{Reg}$$

49 Na equação acima, o *CHCI* corresponde ao valor dos investimentos históricos corrigidos pela inflação e a *Dep_{Reg}* corresponde à depreciação regulatória acumulada até a data-base da avaliação³⁰.

²⁹ ECA. *The Regulatory Asset Base for Transmission*, p. 29, item 5.1. Acessado em 18/06/2026. Disponível em: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Consultant%20Report.pdf>

³⁰ Como mencionado acima, a depreciação é tema de debate global, uma vez que ativos de longa vida útil técnica (como gasodutos), podem ser indevidamente depreciados caso adotada premissa regulatória ou financeira.

50 Assim, a BRA representa a parcela remanescente dos investimentos históricos corrigidos que ainda não foi recuperada ao longo da vida útil regulatória dos ativos e que permanece apta à remuneração tarifária³¹.

4.1.3. Precedentes Regulatórios

51 Considerando os fundamentos conceituais e o método de aplicação anteriormente descritos, passa-se ao exame de precedentes regulatórios envolvendo a utilização de metodologias aderentes ao CHCI para a determinação da BRA. A adoção efetiva dessa metodologia por órgãos reguladores constitui elemento relevante para avaliação de sua compatibilidade com os objetivos da regulação econômica e sua aptidão para a valoração de ativos utilizados na prestação de serviços regulados.

52 Os casos apresentados a seguir abrangem os setores de transporte e distribuição de gás natural, bem como outros segmentos de infraestrutura caracterizados por ativos de longa vida útil e elevada intensidade de capital. Em conjunto, tais precedentes evidenciam a utilização de metodologias baseadas na atualização de investimentos históricos para fins de determinação da base de ativos e da remuneração regulatória dos concessionários.

(a) Revisão Tarifária da TBG (ANP)

53 Na 1ª Revisão Tarifária da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG), realizada em 2019, a ANP adotou como referências para a valoração da BRA as metodologias do CHCI e do CRN. A própria Nota Técnica nº 13/2019-SIM estruturou a análise da BRA em torno dessas duas abordagens, dedicando seções específicas à apuração do valor dos ativos por cada metodologia e à determinação da BRA a partir dos resultados obtidos³².

54 Essa abordagem decorreu da Resolução ANP nº 15/2014, cujo art. 6º, §§ 3º e 4º, estabelece que, para gasodutos em fase operacional, o valor da BRA deve situar-se, preferencialmente, dentro

³¹ Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, p. 04. Acessado em 05/06/2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5723580_nota_tecnica_2.pdf

³² ANP, Nota Técnica nº 13/2019-SIM. Acessado em 04/06/2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/arquivos/arquivos-chamadas-publicas/nota-tecnica-n0132019-sim.pdf>

dos limites resultantes da aplicação das metodologias de valor atual dos ativos e de custo de reposição³³.

55 Em atendimento a esse comando regulatório, a ANP apurou a BRA da TBG por meio da aplicação das metodologias CHCI e CRN. O CHCI foi utilizado como referência associada aos investimentos históricos realizados e atualizados monetariamente, enquanto o CRN foi empregado como parâmetro de reposição econômica dos ativos na data-base da avaliação. Os resultados obtidos indicaram uma BRA de R\$ 4.183.967.773 pelo método CHCI e de R\$ 6.006.794.182 pelo método CRN. Diante da diferença entre os valores apurados, a ANP optou por adotar a média aritmética simples entre os resultados das duas metodologias, chegando a uma BRA de R\$ 5.095.380.977,72, na data-base de 31 de dezembro de 2019. Assim, a valoração final da base de ativos da TBG decorreu diretamente da combinação dos resultados produzidos pelo CHCI e pelo CRN³⁴.

³³ANP, Resolução nº 15, p. 06. Acessado em 04/06/2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/arquivos/arquivos-regulamentacao-do-acesso/2-resolucao-15-2014-criterios-tarifa.pdf>

³⁴ ANP, Nota Técnica nº 13/2019-SIM, p. 21. Acessado em 04/06/2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/arquivos/arquivos-chamadas-publicas/nota-tecnica-n0132019-sim.pdf>

Classe de Ativo	CRN (R\$)	CHCI (R\$)
Bens Imóveis		
Terreno	0	0
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

Figura 4 - ANP, Nota Técnica nº 13/2019-SIM - Comparação entre os Resultados das Metodologias de Valoração

75. Tendo em vista que a avaliação pela metodologia CRN resultou em valoração de R\$ 6.006.794.182,43 para os ativos, enquanto o cálculo realizado pela Agência, utilizando a metodologia CHCI para o mesmo patrimônio, foi de R\$ 4.183.967.773,02, optou-se por utilizar a média aritmética simples entre os dois valores para determinar a BRA do GASBOL, o que resultou no valor revisado de R\$ 5.095.380.977,72 (data-base: 31/12/2019).

Figura 5 - ANP, Nota Técnica nº 13/2019-SIM - Média aritmética simples entre os métodos

56 Posteriormente, no âmbito da Consulta e Audiência Públicas nº 15/2020, foram apresentadas contribuições questionando a composição da BRA adotada na Chamada Pública nº 01/2019, especialmente em relação à permanência de ativos vinculados a contratos já encerrados e considerados integralmente depreciados. Em decorrência dessas manifestações, a ANP promoveu a reavaliação da BRA da TBG.

57 Como resultado desse processo, a Diretoria Colegiada da ANP aprovou, por meio da Resolução de Diretoria nº 604/2020, a definição da BRA exclusivamente pelo método CHCI depreciado, no montante de R\$ 4.183.967.773, com data-base de 31 de dezembro de 2019. Após a atualização para refletir a inflação efetivamente observada no período, esse valor passou a corresponder a R\$ 4.212.428.901.³⁵

II – REVISÃO DO VALOR DA BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS DA TBG	
8.	Quando da realização da Chamada Pública nº 02/2020, o processo de Consulta e Audiência Públicas nº 15/2020 permitiu à sociedade sugerir a reavaliação da Base Regulatória de Ativos – BRA adotada na Chamada Pública nº 01/2019 por considerar que os ativos relativos ao Contrato TCQ Brasil já teriam sido depreciados.
9.	Dessa forma, a Diretoria Colegiada da ANP aprovou, em 03/12/2020, conforme Resolução de Diretoria nº 604/2020 (RD nº 604/2020), a definição do valor da BRA pelo Método do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) descontada a depreciação, no montante de R\$ 4.183.967.773 (data-base: 31/12/2019).
10.	Este montante aprovado considera o valor histórico corrigido de acordo com a previsão de inflação para o ano de 2019. Assim, ele deve ser ajustado para considerar a inflação de fato observada naquele ano. Aplicando a devida correção obtém-se o valor de R\$ 4.212.428.901. Para maiores detalhes a respeito da BRA ver Nota Técnica nº 1/2021/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ (SEI 1102444).

Figura 6 - ANP, Nota Técnica nº 08/2021 - Trecho da revisão do valor da base de ativos da TBG

58 Esse precedente demonstra que o CHCI não apenas foi reconhecido pela ANP como metodologia válida para a valoração da BRA, mas também foi posteriormente adotado de forma exclusiva para a definição da base regulatória da TBG.

(b) Setor de Saneamento (Brasil – ARSAE-MG)³⁶

59 No âmbito da 3ª Revisão Tarifária Periódica da Companhia de Saneamento de Minas Gerais (Copasa), a Agência Reguladora de Serviços de Abastecimento de Água e de Esgotamento Sanitário de Minas Gerais (ARSAE-MG) manteve a utilização do método do Custo Histórico Corrigido (CHC)

³⁵ ANP, Nota Técnica nº 8/2021, p. 02. Acessado 04/06/2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2021/copy_of_2021/cp-21-2021/nt-08-2021.pdf

³⁶ ARSAE-MG, Nota Técnica CRE 15/2025. Acessado 17/06/2026. Disponível em: https://www.arsae.mg.gov.br/wp-content/uploads/2025/12/NT_CRE_15_2025_Custos_de_Capital_Copasa_final_posCP65.pdf

para apuração da Base de Ativos Regulatória (BAR). A metodologia encontra-se formalizada na Nota Técnica CRE nº 15/2025 – Custos de Capital.

60 Conforme consignado pela Agência, a BAR é apurada a partir do valor histórico dos ativos registrados contabilmente pela concessionária, com atualização monetária dos valores e dedução da amortização ou depreciação acumulada. Ao justificar a manutenção da metodologia, a ARSAE-MG destaca que o CHC constitui método simples, objetivo e diretamente relacionado aos recursos efetivamente investidos pela empresa, utilizando como referência registros contábeis auditáveis.

61 A utilização do método está condicionada à observância de critérios regulatórios específicos para inclusão dos ativos na base remunerável. A Agência estabelece que apenas ativos em operação, úteis à prestação dos serviços regulados e que não apresentem capacidade ociosa injustificada podem compor a Base de Ativos Regulatória. Adicionalmente, a ARSAE-MG prevê a possibilidade de glosa parcial ou integral de ativos que não atendam aos critérios regulatórios aplicáveis.

62 A metodologia é aplicada à totalidade dos ativos elegíveis à remuneração regulatória da concessionária, abrangendo as infraestruturas utilizadas na prestação dos serviços de abastecimento de água e esgotamento sanitário. A classificação regulatória dos ativos integrantes da BAR é apresentada pela Agência em categorias específicas, conforme detalhado nas Figuras 5 e 6. Observa-se que a maior parcela da base remunerável é composta por ativos diretamente vinculados à prestação do serviço regulado, tais como adutoras, redes de distribuição, reservatórios, coletores e estações de tratamento. Sob a ótica funcional, tais ativos apresentam natureza análoga à dos gasodutos de transporte, por constituírem infraestruturas essenciais, de elevada intensidade de capital e diretamente relacionadas à prestação do serviço regulado.

Classificação	Categorias	Classes
BRE - Base Regulatória de Ativos Essenciais	<i>Direito de Uso</i>	Direito de uso de sistemas; direito de exploração de concessões de esgoto, apenas no caso de canalização e tratamento de fundo de vale; direito de exploração de concessões de água explicitamente ligados à canalização ¹⁰ ; direito de uso de servidões administrativas; e mananciais.
	<i>Equipamentos/ Máquinas e equipamentos</i>	Ativos vinculados às concessões e, portanto, não removíveis: equipamentos (de análise; auxiliares de produção; civis/prediais; de controle e medição; elétricos; eletrônicos; de estação elevatória e tratamento de água; mecânicos; de telecomunicação); medidores; válvulas e hidrantes.
	<i>Sistema de Abastecimento de Água</i>	Adutoras; barragens e tomadas d'água; estações elevatórias; estações de tratamento; estações de macromedição; instalações elétricas; ligações prediais; poços tubulares profundos; redes de distribuição; reservatórios; terrenos utilizados para instalações de sistemas de água.
	<i>Sistema de Esgotamento Sanitário</i>	Coletores e interceptores; estações elevatórias; estações de tratamento; instalações elétricas; ligações prediais; terrenos utilizados para instalações de sistemas de esgoto.
BRA - Base Regulatória de Ativos Acessórios	<i>Direitos de uso</i>	Investimento em imóveis alugados; licença de uso de <i>software</i> ; marcas e patentes.
	<i>Máquinas e Equipamentos</i>	Ativos não vinculados às concessões e, portanto, removíveis: biblioteca; eletrodomésticos; equipamentos (de análise; auxiliares de produção; civis/prediais; de controle e medição; elétricos; eletrônicos; de estação elevatória e tratamento de água; mecânicos; de telecomunicação); outros equipamentos (elétricos; de engenharia e desenho; de escritório; de laboratório; de segurança industrial; ambulatório médico/odontológico; cinematográficos, de som e projeção; instalações de comunicação; de informática, entre outros); instalações de escritório; máquinas (auxiliares de construção e manutenção); móveis; <i>softwares</i> e programas da Copasa; válvulas e hidrantes.
	<i>Terrenos e Construções</i>	Edificações e estruturas de uso geral; terrenos de uso geral.
	<i>Veículos</i>	Equipamentos de transporte; motocicletas; semoventes; veículos automotores.
	<i>Outros</i>	Ferramentas e instalações elétricas.
FBR - Fora de Base de Ativos Regulatória	<i>Obras em Andamento</i>	Obras de uso geral; obras em sistemas de água e de esgoto; adiantamentos para aquisição de terrenos e servidões; adiantamentos para incorporação de sistemas.
	<i>Direitos de Uso</i>	Direito de exploração de concessões, exceto canalização (relativa a SAA ou SES) e tratamento de fundo de vale relativo a esgotamento sanitário.

Figura 5 – ARSAE-MG, Nota Técnica CRE 15/2025 - Classificação dos ativos do Banco Patrimonial da Copasa

	Sistema de Abastecimento de Água	Receita de Construção de SAA.
	Sistema de Esgotamento Sanitário	Receita de Construção de SES.
	Todas as categorias	Em qualquer classe: ativos recebidos em doação; ativos ou a parcela dos ativos que foi construída ou adquirida com recursos não onerosos, como subvenções governamentais ou antecipação de recursos pelos usuários; ativos paralisados, desativados ou fora de uso; ativos não associados à prestação dos serviços; ativos relacionados a contratos encerrados ¹¹ ; ativos relacionados a contratos não regulados pela Arsae-MG.

Figura 6 – ARSAE-MG, Nota Técnica CRE 15/2025 – Continuação da classificação dos ativos do Banco Patrimonial da Copasa

63 A manutenção do CHC pela ARSAE-MG evidencia que metodologias baseadas em investimentos historicamente realizados e suportados por registros contábeis auditáveis permanecem sendo utilizadas em processos de revisão tarifária no Brasil. O precedente demonstra que a utilização de bases históricas corrigidas não se restringe ao setor de transporte de gás natural, sendo igualmente adotada em outros segmentos regulados de infraestrutura.

(c) Setor de Infraestrutura Energética (Europa – ECA)³⁷

64 O relatório *The Regulatory Asset Base for Transmission*, elaborado pela *Economic Consulting Associates* (ECA), apresenta levantamento comparativo das metodologias utilizadas por reguladores europeus para determinação e atualização da Base Regulatória de Ativos (RAB) nos setores de transmissão de energia e transporte de gás natural. No capítulo dedicado à RAB, o documento examina os critérios adotados para definição do valor inicial da base de ativos, sua atualização ao longo do tempo, o tratamento dos investimentos, a depreciação regulatória e os mecanismos de

65 remuneração do capital investido.

66 No que se refere à determinação do valor inicial da base de ativos, o relatório aponta que a metodologia mais frequentemente utilizada pelos reguladores europeus é aquela baseada em custos históricos. Dos países analisados, 11 adotaram metodologias classificadas como *Historical Cost Accounting Methods*, definidas pelo próprio documento como abordagens fundamentadas nos

³⁷ ECA. *The Regulatory Asset Base for Transmission*, p. xxvi- xxxiv. Acessado em 17/06/2026. Disponível em: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Consultant%20Report.pdf>

custos históricos de aquisição ou construção dos ativos, deduzidos da depreciação acumulada. A Figura 7 apresenta a distribuição das metodologias utilizadas pelos reguladores pesquisados para estabelecimento do valor inicial da base regulatória de ativos.

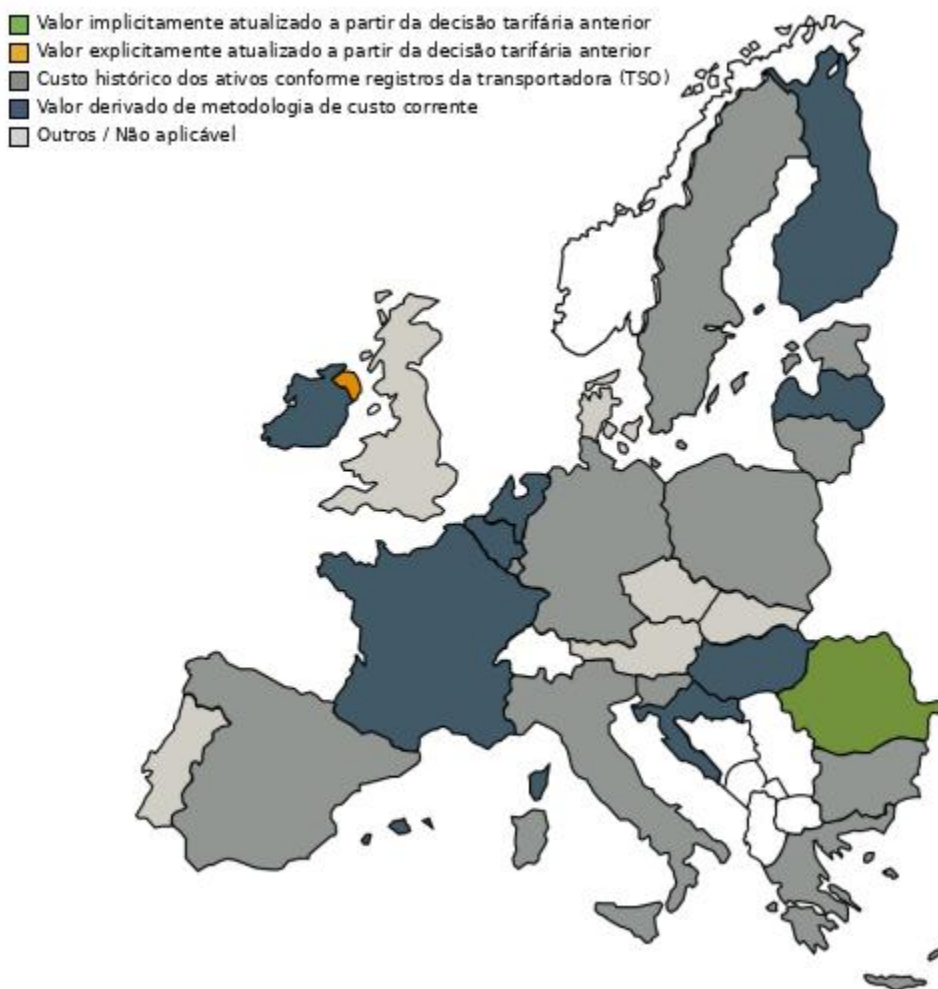


Figura 7 - Metodologias utilizadas para determinação do valor inicial da Base Regulatória de Ativos (por país)

67 Em relação à depreciação, o relatório registra ampla utilização do método linear (*straight-line depreciation*) pelos reguladores europeus. Para os gasodutos (*pipelines*), foram identificadas vidas úteis regulatórias variando entre 25 e 90 anos, com predominância de valores entre 40 e 55 anos, conforme apresentado na Figura 8. Tais referências são, em sua maioria, superiores à vida útil regulatória de 30 anos adotada pela ANP para os ativos de transporte de gás natural, inclusive na 1ª Revisão Tarifária da TBG.

Country	Pipelines	Compressors	Controllers, metering stations	SCADA, telecom
Austria	30	12	12	12
Belgium	50	33	33	5 (SCADA) 10 (telecom)
Bulgaria	35	15	15	-
Czech Republic	40	20	10	10
Germany	45 – 65	15 – 30	45	15 – 20
Denmark	35	35	35	-
Estonia	50	n/a	30	-
Greece	40	40	40	5
Spain	40	20	30	10
Finland	50 – 65	65	20	-
France	50	30	30	10
Croatia	35	35	35	-
Hungary	50	20	20	25
Ireland	50	25	15	-
Italy	50	20	20	5
Lithuania	55	20	9	4
Luxembourg	40	40	40	10
Latvia	50 – 60	n/a	20	5 – 30
The Netherlands	55	30	30	5 – 15
Poland ⁵	40	25	25	5
Portugal	35	-	-	-
Romania	25 – 40	40	10 – 20	-
Sweden	90	n/a	40	8
Slovenia	35	5 – 15	15	6
Slovakia	n/a	n/a	n/a	n/a
Great Britain	45	45	45	-
Northern Ireland	43	n/a	20	-

Figura 8 – Vida útil assumida por país (anos)

68 O levantamento da ECA evidencia que metodologias baseadas em custos históricos constituem prática regulatória amplamente difundida entre os reguladores europeus de infraestrutura energética, tanto para definição do valor inicial da base de ativos quanto para sua atualização ao longo do tempo.

(d) Setor de Gasodutos de Transporte (Argentina - ENARGAS)

69 No âmbito da Revisão Tarifária Quinquenal aplicável à Transportadora de *Gas del Norte S.A.* (TGN) e à Transportadora de *Gas del Sur S.A.* (TGS), o *Ente Nacional Regulador del Gas*

(ENARGAS) da Argentina adotou metodologia de valoração da Base de Capital fundamentada nos investimentos historicamente realizados pelas concessionárias e posteriormente atualizados por índices representativos da estrutura de custos da infraestrutura regulada.³⁸

70 Conforme descrito pelo regulador argentino, a Base de Capital foi determinada a partir dos valores residuais atualizados correspondentes aos investimentos realizados pelas transportadoras, sendo a valoração dos ativos baseada nos valores efetivamente investidos na infraestrutura necessária à prestação do serviço regulado. A atualização monetária foi realizada por meio de índices considerados representativos dos custos associados à implantação e manutenção da infraestrutura de transporte de gás natural.

71 Embora a regulamentação argentina não utilize expressamente a nomenclatura CHCI, a metodologia adotada apresenta os elementos centrais desse método, uma vez que a valoração parte dos investimentos historicamente realizados, promove sua atualização monetária e utiliza tais valores como referência para determinação da base de capital regulatória.

72 O precedente argentino demonstra que metodologias baseadas em investimentos históricos atualizados permanecem sendo utilizadas em processos contemporâneos de revisão tarifária de infraestruturas de transporte de gás natural. Tal abordagem reforça o reconhecimento regulatório da utilização de bases históricas atualizadas como referência válida para a determinação da base de capital regulatória em setores caracterizados por ativos de longa vida útil e elevada intensidade de capital.

4.2. CUSTO DE REPOSIÇÃO NOVO (CRN)

4.2.1. Definição e Fundamentos Conceituais

73 O CRN fundamenta-se no princípio de que a Base de Remuneração Regulatória (BRR) deve refletir o valor econômico dos ativos utilizados na prestação do serviço regulado, considerando as condições vigentes na data da avaliação. Sob essa abordagem, a valoração é realizada a partir dos custos correntes necessários à implantação de uma infraestrutura equivalente à existente.

³⁸ ENARGAS, Resolução nº 255/2025 (TGN), publicada no Boletín Oficial da República Argentina em 30 de abril de 2025, disponível em: <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/324631/20250430>

74 A apuração do CRN considera os diversos componentes que integram o investimento necessário à implantação da infraestrutura regulada, incluindo materiais, equipamentos, mão de obra, projetos, serviços de engenharia, construção, montagem e demais custos diretamente associados à entrada em operação dos ativos.³⁹

75 Diferentemente do CHCI, que toma como referência os investimentos efetivamente realizados e posteriormente atualizados monetariamente, o CRN adota como referência os custos observados na data da avaliação. Como consequência, a metodologia incorpora alterações ocorridas ao longo do tempo nos preços dos insumos, nos custos de construção, nas condições de mercado e nos padrões tecnológicos aplicáveis à infraestrutura avaliada.

76 Em termos práticos, a aplicação do CRN requer a identificação dos ativos que compõem a infraestrutura regulada e a estimativa dos custos correntes necessários para sua implantação ou substituição por ativos funcionalmente equivalentes. Quando aplicável, o valor obtido pode ser ajustado pela depreciação acumulada dos ativos existentes, resultando no Custo de Reposição Novo Depreciado (CRND), utilizado para representar a parcela remanescente do valor de reposição atribuível à BRA.⁴⁰

77 Conforme demonstrado abaixo, a Agência de Regulação de Serviços Públicos do Espírito Santo (“ARSP-ES”) elaborou o Manual da Base de Remuneração Regulatória⁴¹ (equivalente à BRA) na qual avaliou como metodologia mais eficiente e adequada à precificação de ativos sujeitos à regulação a metodologia de Valor Novo de Reposição (“VNR”), similar ao CRN defendido pelas transportadoras de gás junto à ANP.

³⁹ ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória. Versão 2.0. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022. Acessado em 05/06/2026. Disponível em: https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/procreg/proret/modulo02/subm2.3/Proret_Submod_2.3_V_2.0C_aren20221003.pdf

⁴⁰ ANEEL. Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória. Versão 2.0. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022. Item referente ao Valor Novo de Reposição (VNR) e à determinação da Base de Remuneração Regulatória. Acessado em 05/06/2026. Disponível em: https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/procreg/proret/modulo02/subm2.3/Proret_Submod_2.3_V_2.0C_aren20221003.pdf

⁴¹ Manual da Base de Remuneração Regulatória da ARSP. Acessado em 04/06/2026. Disponível em: https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Audi%C3%A2ncias%20e%20consultas%20p%C3%BAblicas/Consultas%20p%C3%BAblicas/ARSP/2019/005/ManualFinalBRR_Versao_01_18_11_2019c.pdf



Figura 7 - Manual da Base de Remuneração Regulatória da ARSP - Comparação de VNR com Métodos Contábeis e Econômicos

78 Sobre o VNR, a ARSP-ES avaliou este como o método mais eficiente de apuração do valor dos ativos sob regulação, uma vez que compatibiliza eventuais avanços tecnológicos que possuem potencial de reduzir o valor do ativo construído, assim como respalda-se em relevante rol de informações e dados reais para a apuração, sendo metodologia complexa de análise, porém que beneficia tanto o consumidor final quanto o regulado:

“Por se tratar de uma metodologia avançada e eficiente, que incorpora as novas tecnologias no mercado, o VNR foi escolhido para esta finalidade.

O VNR é igual ao valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido através de cotações de mercado, considerando-se também os custos de frete, instalação, impostos e outros que representem a sua completa reposição.

Atualmente, o VNR é utilizado como método de valoração de ativos das agências reguladoras estaduais referência como ARSESP (São Paulo), ADASA (Distrito Federal) e AGEPAR (Paraná), sendo bastante conhecido no setor elétrico, utilizado pela ANEEL há mais de 10 anos para valorar os ativos de todas as distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

Uma de suas principais vantagens está na previsão de valores eficientes de ativos, o que gera um benefício tanto para a concessionária quanto para o usuário que arcará com a tarifa do

***serviço.** Por exemplo, suponhamos o caso onde a concessionária tenha na sua base de ativos diferentes tipos de hidrômetros, alguns mais antigos e outros mais modernos, sendo que ambos desempenham as mesmas funcionalidades, porém os hidrômetros novos apresentam menores preços no mercado. Com o VNR, todos estes equipamentos serão avaliados com o valor do hidrômetro novo. Esta situação, além de ser justa (pois caso um hidrômetro velho seja substituído, será por um novo), incorpora eficiência no serviço e evita que o usuário pague mais caro por uma tecnologia antiquada ou já inexistente. Por sua vez, a Concessionária garantirá que todos os custos que incorreu para colocar aquele hidrômetro (frete, componentes menores, instalação, dentre outros) sejam remunerados, conforme será detalhado na equação do VNR.*

O VNR também prevê avaliar os sistemas construtivos, o que evita práticas ineficientes de construção, e por conseguinte, investimentos inapropriados.

*Além disso, a metodologia proposta se destaca por gerar um banco de preços, isto é, uma listagem dos ativos existentes na concessionária para prestação dos serviços, com seus respectivos preços. **Estes valores, que devem ser homologados pela Agência, permitindo assim garantir preços adequados, representa a realidade preços da empresa.** Cada concessionária, por seu tamanho, localização e demais características, possui poderes de compras e negociação diferentes, o que impacta diretamente no valor dos ativos.*⁴² **(G/N)**

79 Nota-se pela leitura do manual da ARSP sobre o VNR, associado às definições metodológicas específicas para o CRN, que ambos tratam do mesmo conceito metodológico de apuração do valor dos ativos, sendo amplamente defendidos e utilizados por agências reguladoras nacionais de diversos setores.

80 A experiência regulatória internacional também reconhece a utilização de metodologias de custo de reposição para a valoração de ativos regulados. Em estudo realizado pela *Economic Consulting Associates* (ECA), citado anteriormente, o *Replacement Cost Method* é caracterizado como uma metodologia baseada no custo necessário para substituir a capacidade de prestação de serviço dos ativos existentes, considerando os custos correntes de implantação de uma infraestrutura equivalente e os ajustes de depreciação necessários para refletir a vida útil remanescente dos ativos. Tal abordagem apresenta aderência conceitual tanto ao CRN quanto ao

⁴² Manual da Base de Remuneração Regulatória da ARSP, páginas 6 e 7.

VNR, uma vez que todas essas metodologias buscam estimar o valor dos ativos a partir dos custos necessários para reproduzir, nas condições vigentes na data da avaliação, uma infraestrutura com capacidade operacional equivalente à existente. O levantamento identificou, ainda, que o *Replacement Cost Method* foi a segunda metodologia mais utilizada para a determinação do valor inicial da base de ativos regulatória, tendo sido adotado em oito dos países analisados.

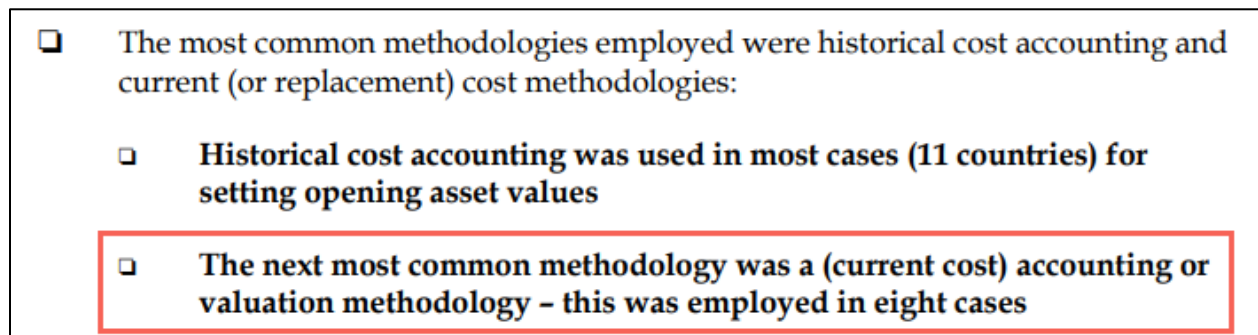


Figura 8 - The most common methodologies employed in Europe according to ECA

4.2.2. Formulação Matemática

81 A BRA pelo método CRN é apurada pela seguinte equação geral⁴³:

$$CRN = EP + CA$$

82 A equação acima deve ser interpretada como a soma dos componentes necessários para reproduzir um ativo equivalente na data-base da avaliação. Inicialmente, considera-se o valor do Equipamento Principal (EP), que representa o valor do ativo hipotético a ser construído. Em seguida, são acrescidos os Custos Adicionais de Instalação (CA), abrangendo todos os dispêndios necessários para que o equipamento seja efetivamente implantado e colocado em operação.

83 Assim, o valor obtido pelo método CRN corresponde à soma do custo de aquisição do equipamento principal e dos custos necessários à sua instalação e entrada em operação.

84 Para fins regulatórios, contudo, o valor apurado pela metodologia do CRN representa apenas a etapa inicial do processo de valoração dos ativos. Após a determinação do custo de reposição do ativo equivalente, deve ser considerada a depreciação acumulada correspondente ao consumo de

⁴³ Em algumas bases regulatórias, há também a consideração de Juros Sobre Obras em Andamento (JOA_{REG}). Esta representa o custo financeiro associado ao capital empregado durante o período de construção do ativo.

sua vida útil econômica, de modo que a base de remuneração reflita apenas a parcela remanescente do ativo ainda passível de remuneração. Para esse fim, a depreciação aplicada aos ativos é obtida a partir dos registros patrimoniais e contábeis do agente regulado, mediante conciliação entre os ativos integrantes da base regulatória e os respectivos registros de imobilizado.⁴⁴

4.2.3. Estimativa do Custo de Reposição Novo: Abordagens para o Cálculo

85 A estimativa do EP na formulação do CRN é um dos parâmetros mais relevantes para a análise por esta metodologia, e pode ser realizada por diferentes abordagens, sendo algumas possíveis através de (i) uso de *benchmarking* unitário, (ii) *benchmarking* com introdução de fatores de complexidade, ou (iii) orçamento de ativo equivalente. Assim como previsto pela ANP na Resolução N° 991/2026⁴⁵, a (iv) depreciação e amortização também deverão ser consideradas na metodologia.

(a) *Benchmarking por Custo Unitário (Unit Cost Benchmarking)*

86 Consiste na aplicação de custos unitários de referência (por km e polegada de gasoduto, por MW de compressão, por estação de medição etc.) obtidos de bancos de dados de projetos similares ou de publicações especializadas. É a abordagem frequentemente utilizada em revisões tarifárias, a exemplo da proposta inicial na Nota Técnica da ANP n° 08/2026⁴⁶ para valoração da BRA da TAG, durante a realização da consulta pública.

⁴⁴ Manual da Base de Remuneração Regulatória da ARSP-ES, p. 28. Acessado em 18/06/2026. Disponível em: https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Audi%C3%A2ncias%20e%20consultas%20p%C3%BAblicas/Consultas%20p%C3%BAblicas/ARSP/2019/005/ManualFinalBRR_Versao_01_18_11_2019c.pdf

⁴⁵ Resolução N° 991/2026, Art. 6°. Acessado em: 10/06/2026. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-991-2026-estabelece-o-regime-tarifario-aplicavel-aos-sistemas-de-transporte-de-gas-natural-e-aos-servicos-de-transporte-oferecidos-no-regime-de-contratacao-de-capacidade-por-entrada-e-saida-e-da-outras-providencias?origin=instituicao>

⁴⁶ Nota Técnica ANP n° 8/2026, pág. 11, seção 2.2.3.1: “Para os gasodutos - principal componente da BRA - o VRN de cada trecho foi calculado pela multiplicação de três parâmetros físicos e econômicos objetivamente verificáveis:

extensão do trecho (em metros); diâmetro nominal (em polegadas); custo unitário de referência (em R\$/metro-polegada)”. Acessado em: 05/06/2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5733157_nota_tecnica_8.pdf

(b) Orçamento Paramétrico com Fatores de Complexidade

87 Incorpora ajustes aos custos unitários de referência para refletir características específicas do ativo avaliado: terreno, localização, extensão da infraestrutura, diâmetro da tubulação, escala do projeto, dentre outros. A aplicação desses fatores permite adaptar os custos de referência às condições efetivas de implantação do ativo específico, produzindo estimativas mais aderentes às particularidades técnicas e construtivas de cada empreendimento⁴⁷.

(c) Orçamento Detalhado (Bottom-up)

88 Consiste na elaboração de uma estimativa de engenharia baseada na decomposição do projeto em seus componentes individuais, com levantamento de quantitativos de materiais, equipamentos, mão de obra e serviços necessários à implantação da infraestrutura. A metodologia utiliza informações detalhadas de escopo, projeto conceitual, cronograma e método construtivo para a composição dos custos, permitindo que cada elemento seja valorado individualmente com base em preços correntes e premissas específicas do empreendimento. Por apresentar maior nível de detalhamento, tende a produzir estimativas mais precisas, embora demande maior volume de informações de engenharia e maior esforço de elaboração⁴⁸.

(d) Vida Útil Regulatória e Depreciação no CRN

89 A Vida Útil Regulatória (VU) utilizada no cálculo da depreciação do CRN deve refletir a vida útil técnico-econômica atribuída ao ativo avaliado. A consideração da depreciação é necessária para que a base de remuneração represente apenas a parcela remanescente do valor de reposição ainda passível de recuperação por meio das tarifas. Como referência, a ANP adotou vida útil de 30 anos

⁴⁷ GHD. *Gas Infrastructure Cost Report*, preparado para o Australian Energy Market Operator (AEMO), 2025, seção 12.3 (*Adjustment Factors*). Acessado em 11/06/2026. Disponível em: https://www.aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem-consultations/2025/2025-gas-infrastructure-options-report/2025-gas-infrastructure-costs-report.pdf?rev=013f876a90b9421c886f8e4c96a600dd

⁴⁸ AUSNET SERVICES. *Project Cost Estimating Methodology*, 2025, seção 5 (*Estimating process overview*). Acessado em 11/06/2026. Disponível em: <https://www.aer.gov.au/system/files/2025-11/AusNet%20Services%20-%20TRR%202027-32%20Appendix%204D%20Project%20Cost%20Estimating%20Methodology%20-%2031%20Oct%202025%20-%20PUBLIC.pdf>

para os ativos do sistema de transporte de gás natural na revisão tarifária da TBG realizada em 2019⁴⁹.

4.2.4. Precedentes Regulatórios

(a) Manual da Base de Remuneração Regulatória da ARSP (Espírito Santo)

90 No setor de saneamento básico, a ARSP adotou formalmente o CRN como metodologia para a valoração da BRR (equivalente à BRA) das concessionárias de abastecimento de água e esgotamento sanitário. O manual estabelece procedimentos específicos para a avaliação dos diferentes grupos de ativos que compõem a infraestrutura regulada, incluindo terrenos, edificações, obras civis, benfeitorias, máquinas, equipamentos, redes de distribuição de água, redes de coleta de esgoto, ligações prediais e hidrômetros.⁵⁰

91 Para terrenos operacionais, a metodologia determina a utilização preferencial do método comparativo direto de dados de mercado, conforme a NBR 14.653 da ABNT. Já as edificações, obras civis e benfeitorias devem ser avaliadas pelo CRN, utilizando custos unitários de construção ajustados às características regionais e ao padrão construtivo dos ativos, com base em referências como SINAPI, Revista PINI, CUB-SINDUSCON e bancos de preços da própria concessionária. Além disso, as obras civis e benfeitorias são valoradas por meio de orçamentos sintéticos contendo os materiais e serviços necessários para sua completa reposição.⁵¹

92 No caso das máquinas e equipamentos operacionais, a avaliação é realizada diretamente pelo Valor Novo de Reposição, considerando o valor do equipamento principal, os custos adicionais de instalação e os juros regulatórios sobre obras em andamento. O manual exige ainda a elaboração de estudos específicos para determinação dos custos adicionais de instalação aplicáveis às

⁴⁹ ANP, Nota Técnica nº 13/2019-SIM. Acessado em 11/06/2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/arquivos/arquivos-chamadas-publicas/nota-tecnica-n0132019-sim.pdf>

⁵⁰ Manual da Base de Remuneração Regulatória da ARSP, item 3.7 Acessado em 05/06/2026. Disponível em: https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Audi%C3%AAncias%20e%20consultas%20p%C3%BAblicas/Consultas%20p%C3%BAblicas/ARSP/2019/005/ManualFinalBRR_Versao_01_18_11_2019c.pdf

⁵¹ Manual da Base de Remuneração Regulatória da ARSP, item 3.7.1. Acessado em 05/06/2026. Disponível em: https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Audi%C3%AAncias%20e%20consultas%20p%C3%BAblicas/Consultas%20p%C3%BAblicas/ARSP/2019/005/ManualFinalBRR_Versao_01_18_11_2019c.pdf

diferentes tipologias operacionais, como Estações de Tratamento de Água (ETA), Estações de Tratamento de Esgoto (ETE), estações elevatórias e *boosters*.⁵²

93 Para as redes de distribuição de água e coleta de esgoto, a metodologia estabelece que o custo de reposição seja calculado separadamente para cada categoria de ativo, levando em consideração características técnicas como tipo de material, diâmetro, tipo de escavação e condições de solo. O custo de instalação é determinado por meio de orçamentos sintéticos elaborados a partir de serviços efetivamente executados pela concessionária, enquanto os tubos são tratados como equipamentos principais para fins de cálculo do CRN.⁵³

94 O manual prevê ainda metodologia específica para ligações prediais e hidrômetros, cujo CRN é composto pelo valor do equipamento principal acrescido dos custos adicionais de instalação, sem a incorporação dos juros regulatórios sobre obras em andamento. A composição dos custos também considera as características técnicas de cada ativo, incluindo material, diâmetro e demais elementos necessários à sua implantação.⁵⁴

95 O precedente regulatório da ARSP demonstra, portanto, a aplicação prática de uma metodologia baseada em custos correntes de reposição para determinação da BRR. Mais do que reconhecer conceitualmente o VNR, o regulador estabeleceu critérios objetivos de valoração para cada classe de ativo da infraestrutura de saneamento, vinculando a remuneração regulatória ao custo econômico de reposição dos bens utilizados na prestação do serviço.

(b) Setor de Transmissão de Energia Elétrica (Brasil - ANEEL)

96 No setor de transmissão de energia elétrica, a ANEEL adota o CRN como metodologia para a valoração dos ativos que compõem a BRR das concessionárias de transmissão. Tal entendimento

⁵² Manual da Base de Remuneração Regulatória da ARSP, item 3.7.2. Acessado em 05/06/2026. Disponível em:

https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Audi%C3%AAncias%20e%20consultas%20p%C3%BAblicas/Consultas%20p%C3%BAblicas/ARSP/2019/005/ManualFinalBRR_Versao_01_18_11_2019c.pdf

⁵³ Manual da Base de Remuneração Regulatória da ARSP, item 3.7.3. Acessado em 05/06/2026. Disponível em:

https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Audi%C3%AAncias%20e%20consultas%20p%C3%BAblicas/Consultas%20p%C3%BAblicas/ARSP/2019/005/ManualFinalBRR_Versao_01_18_11_2019c.pdf

⁵⁴ Manual da Base de Remuneração Regulatória da ARSP, item 3.7.4. Acessado em 05/06/2026. Disponível em:

https://arsp.es.gov.br/Media/arsi/Audi%C3%AAncias%20e%20consultas%20p%C3%BAblicas/Consultas%20p%C3%BAblicas/ARSP/2019/005/ManualFinalBRR_Versao_01_18_11_2019c.pdf

foi reafirmado na Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL⁵⁵, na qual a Agência registra que o CRN dos ativos da BRR deve ser valorado com base em parâmetros regulatórios e no Banco de Preços de Referência ANEEL vigente no período da revisão tarifária.

97 A Nota Técnica reproduz ainda dispositivos do Submódulo 9.1 do PRORET que estabelecem a utilização do Método do Valor Novo de Reposição/Custo de Reposição Novo para a avaliação dos ativos vinculados ao serviço público de transmissão de energia elétrica, com vistas à definição da base de remuneração nas revisões tarifárias periódicas.

98 Esse precedente demonstra a utilização do CRN pela ANEEL como metodologia de valoração da BRR no setor de transmissão de energia elétrica, evidenciando o reconhecimento regulatório de abordagens baseadas em custos correntes de reposição para a determinação da base de ativos de infraestruturas de capital intensivo.

(c) Setor Ferroviário (Austrália - ERA)

99 A *Economic Regulation Authority* (ERA), reguladora responsável pelo regime de acesso ferroviário da Austrália Ocidental, adota o *Depreciated Optimised Replacement Cost* (DORC) como metodologia para a determinação da base regulatória de ativos das infraestruturas ferroviárias sujeitas à regulação de acesso. Conforme registrado no processo de revisão da malha ferroviária da *Arc Infrastructure*, o DORC aprovado ou determinado pelo regulador constitui a base regulatória inicial de ativos (*Regulatory Asset Base* - RAB) de cada trecho da rede ferroviária⁵⁶.

100 No âmbito desse processo regulatório, a ERA avaliou e revisou os valores da valoração propostos pela concessionária, considerando os componentes que integram o cálculo do método. O valor resultante passou a constituir a RAB utilizada para a apuração dos custos de capital considerados nas negociações de acesso à malha ferroviária regulada. A Figura 6 apresenta a estrutura conceitual do método adotada pela ERA.

⁵⁵ Nota Técnica nº 103/2024-STR/ANEEL, p. 28. Acessado em 05/06/2026. Disponível em: <https://ri.isaenergiabrasil.com.br/Arquivos/Download/NT-103-2024-STR-ANEEL.pdf>

⁵⁶ ECONOMIC REGULATION AUTHORITY (ERA). *Draft Determination of Arc Infrastructure Depreciated Optimised Replacement Costs and Depreciation Schedule – Overview*. Perth, 2026, p. 3. Acessado em 10/06/2026. Disponível em: <https://www.erawa.com.au/sites/default/files/arc-dorc-draft-decision-overview.PDF>

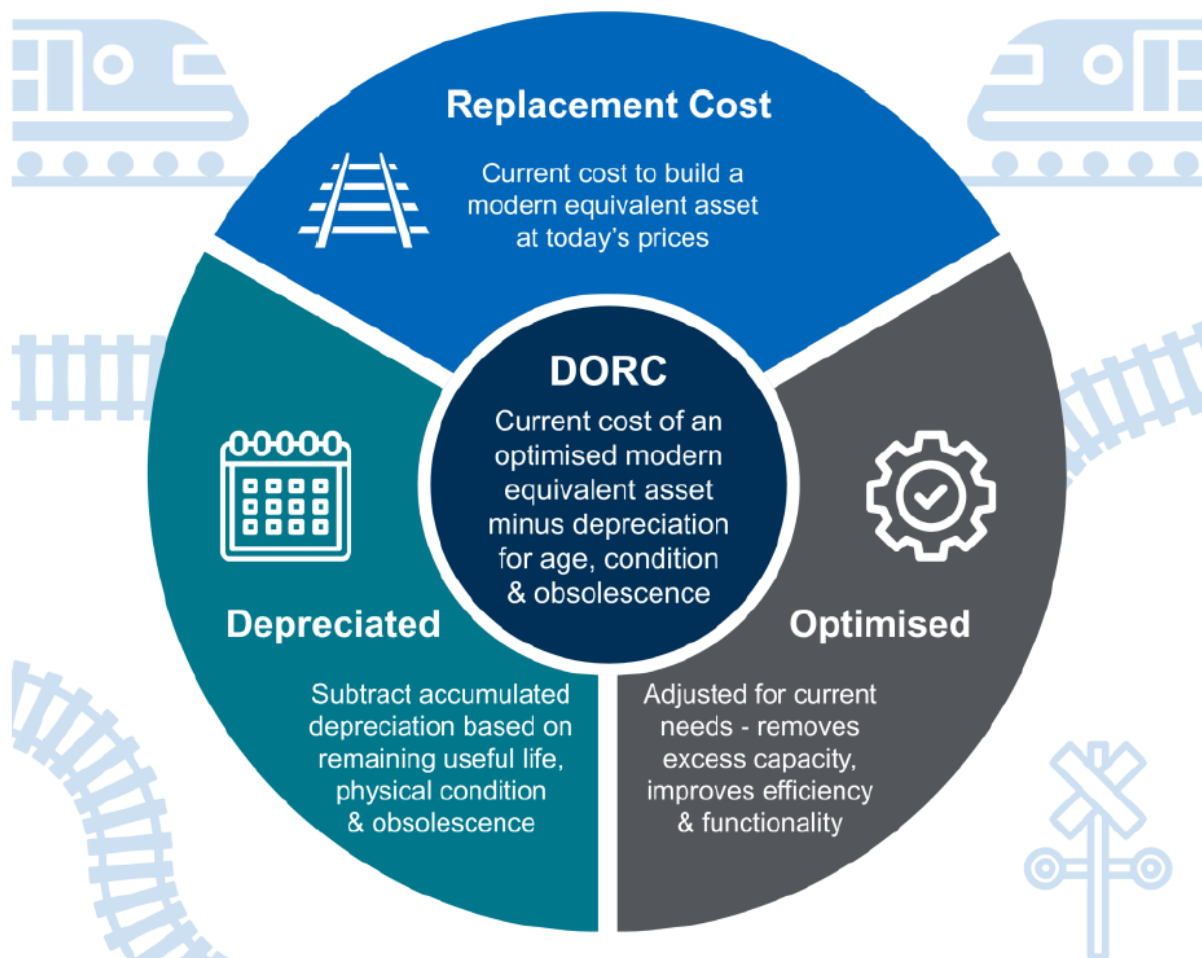


Figura 8 - Estrutura conceitual do Depreciated Optimised Replacement Cost (DORC)

101 A ERA define o DORC como uma medida do custo corrente de reposição dos ativos necessários para atender à demanda efetiva e razoavelmente projetada. No regime de acesso ferroviário da Austrália Ocidental, a metodologia aprovada ou determinada pelo regulador constitui a RAB utilizada para a avaliação dos custos de capital da infraestrutura regulada.

102 Esse precedente demonstra a aplicação regulatória de metodologia fundamentada no custo de reposição para a determinação da base regulatória de ativos. Embora a metodologia incorpore ajustes de otimização e depreciação, sua lógica econômica permanece alinhada ao princípio do CRN, uma vez que a valoração dos ativos parte da estimativa dos custos necessários para reproduzir, em condições atuais, a capacidade de prestação do serviço da infraestrutura regulada.

(d) Setor de Energia Elétrica (África do Sul – NERSA)⁵⁷

103 A *National Energy Regulator of South Africa* (NERSA), responsável pela regulação do setor elétrico sul-africano, adota metodologia baseada em custo de reposição para a valoração da RAB da Eskom Holdings SOC Ltd. (Eskom), empresa estatal responsável pelas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica na África do Sul. De acordo com a metodologia regulatória da agência, a RAB deve representar os ativos utilizados na prestação dos serviços regulados e ser capaz de assegurar a sustentabilidade financeira da concessionária, preservando simultaneamente a modicidade tarifária.

104 Para a determinação dessa base de ativos, a NERSA estabelece que a metodologia de valoração deve refletir o valor de reposição da infraestrutura utilizada na prestação do serviço regulado. Em atendimento a esse princípio, a agência adotou o conceito de *Modern Equivalent Asset Value* (MEAV), definido como o custo de substituição dos ativos existentes por ativos modernos equivalentes, capazes de fornecer a mesma capacidade produtiva utilizando materiais, tecnologias e padrões construtivos contemporâneos.

105 A metodologia prevê que o valor dos ativos seja inicialmente estimado por meio do MEAV e posteriormente ajustado para refletir sua condição física e vida útil remanescente. Para tanto, a NERSA estabelece expressamente a utilização do *Depreciated Replacement Cost* (DRC) como base para estimar o custo de construção dos ativos equivalentes modernos. O DRC é obtido a partir da depreciação do MEAV, considerando a idade, condição operacional e vida útil remanescente dos ativos regulados, sendo posteriormente incorporado à RAB utilizada para fins de remuneração dos investimentos regulados.

106 Esse precedente evidencia a utilização de metodologia análoga ao CRN para a determinação da BRA ao redor do mundo. Embora estruturada sob a denominação DRC, a abordagem adota os mesmos fundamentos econômicos do custo de reposição depreciado, partindo da estimativa do custo corrente de reposição dos ativos necessários à prestação do serviço regulado e ajustando esse valor para refletir sua vida útil remanescente e condição operacional.

⁵⁷ NERSA. *Multi-Year Price Determination Methodology*, seção 6. Acessado em 18/06/2026. Disponível em: <https://www.nersa.org.za/files/files/2020/09/Multi-Year-Price-Determination-Methodology.pdf>

4.3. RECOVERED CAPITAL METHOD (RCM)

4.3.1. Definição e Fundamentos Conceituais

107 O Recovery Capital Method, ou Método do Capital Recuperado, é uma metodologia de valoração regulatória que busca determinar o capital remanescente associado a um ativo ou infraestrutura regulada a partir da trajetória de recuperação financeira observada ao longo do tempo. Diferentemente de abordagens prospectivas, o método reconstrói o valor residual do capital com base em informações históricas relativas à operação do ativo. Seu fundamento conceitual está associado ao conceito de capital não recuperado (*remaining unrecovered capital*), segundo o qual a BRA corresponde à parcela do investimento originalmente realizado que ainda não foi devolvida ou remunerada ao investidor. Nessa abordagem, receitas, custos operacionais, tributos e remuneração do capital são considerados para estimar a evolução do saldo remanescente do investimento não recuperado ao longo do período analisado.

108 A aplicação do RCM requer a utilização de informações históricas sobre receitas, parâmetros de remuneração e estrutura tarifária vigentes ao longo da vida dos ativos. Dessa forma, o método permite reconstruir retrospectivamente a trajetória de recuperação do capital investido, possibilitando a apuração do valor residual da base de ativos em uma determinada data de referência⁵⁸.

4.3.2. Formulação Matemática⁵⁹

109 A BRA pelo método RCM é apurada pela seguinte equação geral:

⁵⁸ Nota Técnica nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, p. 06. Acessado em 10/06/2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5723580_nota_tecnica_2.pdf

⁵⁹ FGV CERI. *Contribuição à Consulta Pública ANP nº 03/2026 – Base Regulatória de Ativos do Sistema de Transporte de Gás Natural*, 2026, p. 07 e 08. Acessado em 10/06/2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/fgv-ceri-contribuicao-bra-final.pdf>

Valor da base de ativos_t

$$= \text{Custo de Construção}_{0_0} + \sum_{i=1}^t \text{Capex}_i - \text{Retorno de Capital}_t \\ - \sum_{i=1}^t \text{Alienações de Ativos}_i$$

110 Nessa abordagem, o custo de construção representa o investimento inicial associado à implantação da infraestrutura, enquanto os investimentos adicionais (CAPEX) refletem os recursos empregados posteriormente para expansão, substituição ou melhoria dos ativos. As alienações de ativos correspondem às reduções da base decorrentes da retirada ou desmobilização de bens utilizados na prestação do serviço. O Retorno de Capital, por sua vez, representa o montante do investimento considerado recuperado ao longo da operação da infraestrutura e constitui o principal elemento utilizado pelo método para determinação do capital remanescente associado aos ativos regulados. Para a sua apuração, utiliza-se a seguinte formulação matemática:

Retorno do Capital_t

$$= \sum_{i=1}^t \text{Receita}_i - \left[\sum_{i=1}^t \text{Opex}_i + \sum_{i=1}^t \text{Retorno sobre o Capital}_i \right. \\ \left. + \sum_{i=1}^t \text{Obrigações Fiscais Líquidas}_i \right]$$

111 As receitas representam os recursos gerados pela prestação do serviço, enquanto o OPEX contempla os custos necessários para operação e manutenção da infraestrutura. O Retorno sobre o Capital corresponde à parcela da receita destinada à remuneração dos recursos investidos pelo agente na implantação e operação da infraestrutura, refletindo a remuneração do capital empregado no empreendimento. Já as Obrigações Fiscais Líquidas representam os tributos e encargos, os quais reduzem a parcela da receita disponível para remuneração do capital. Na equação, o índice (i) representa cada período individual considerado no cálculo, enquanto (t) corresponde ao período de referência para o qual se deseja apurar o Retorno de Capital, sendo os valores acumulados desde o início da operação até o período analisado.

112 Em termos práticos, a equação deve ser lida como uma apuração anual acumulada. Por exemplo, se em determinado ano a operação gerou receita de R\$ 100 milhões, teve OPEX de R\$ 40 milhões e obrigações fiscais líquidas de R\$ 10 milhões, o valor remanescente de R\$ 50 milhões

representa a parcela disponível para remunerar o capital investido naquele período. A mesma lógica é aplicada a cada ano da série histórica; ao final, somam-se os resultados anuais para apurar o Retorno do Capital acumulado até o período analisado.

4.3.3. Precedentes Regulatórios

(a) Setor de Gás (Austrália - Synergies)⁶⁰

113 A aplicação regulatória do RCM no setor de transporte de gás natural da Austrália está associada à evolução do modelo regulatório australiano para gasodutos. A partir da reforma introduzida em 2008, o setor passou a admitir diferentes níveis de intervenção regulatória, distinguindo regimes convencionais de controle tarifário (*heavy-handed regulation*) e regimes de menor intervenção (*light-handed regulation*). Nesse segundo modelo, a regulação passou a concentrar-se em mecanismos de transparência, divulgação de informações e processos de negociação e arbitragem entre transportadores e usuários, em substituição aos mecanismos tradicionais de definição regulatória de tarifas e receitas.

114 Em 2017, o marco regulatório australiano passou a prever regras específicas de arbitragem compulsória aplicáveis aos denominados *non-scheme pipelines*, por meio das disposições contidas na Parte 23 da *National Gas Rules* (NGR). Nesse contexto, a Regra 113Z(5)(b) passou a admitir a utilização de diferentes metodologias de valoração econômica dos ativos para subsidiar a arbitragem das condições de acesso à infraestrutura, incluindo o RCM. A utilização do método está associada à avaliação econômica dos ativos em processos arbitrais envolvendo gasodutos submetidos ao regime de negociação e arbitragem, e não à definição regulatória ordinária da *Regulatory Asset Base* (RAB).

115 Em estudo sobre a aplicação do RCM na regulação australiana do transporte de gás natural, a *Synergies Economic Consulting* destaca que o método não possui papel na definição ou atualização da RAB dos gasodutos submetidos ao regime regulatório convencional australiano. Nesses casos, a base regulatória inicial é estabelecida por metodologias como DAC (*Depreciated Actual Cost*) ou DORC (*Depreciated Optimised Replacement Cost*), conforme o período de

⁶⁰ Synergies Economic Consulting. *Use of RCM in Australian Regulation*. Acessado em 10/06/2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/synergies-report-rcm-in-australia.pdf>

implantação do ativo. Após sua definição inicial, a RAB é atualizada por mecanismos de *roll forward*, incorporando investimentos prudentes, depreciação, indexação e baixas de ativos.

116 O relatório é expresso ao afirmar que o RCM “*has no role whatsoever [...] in either the setting or updating of a RAB valuation*”, esclarecendo que sua aplicação ocorre exclusivamente em “*arbitration proceedings relating to non-scheme pipelines*”. De forma consistente, a NGR estabelece que a determinação do valor econômico residual dos ativos nesses casos ocorre no âmbito do próprio processo arbitral, e não por meio de decisão prévia do regulador econômico. O precedente australiano evidencia, portanto, que o RCM possui aplicação restrita a arbitragens envolvendo *non-scheme pipelines*, não constituindo metodologia utilizada para definição ou atualização da RAB dos gasodutos sujeitos ao regime regulatório convencional.

4.4. ANÁLISE CRÍTICA DO RCM: LIMITAÇÕES E INADEQUAÇÕES PARA CÁLCULO DE BRA

117 Uma vez estabelecido o embasamento técnico-teórico das metodologias em discussão junto à ANP, assim como seus precedentes regulatórios nacionais e internacionais, passa-se à análise técnica aprofundada das limitações estruturais do RCM como metodologia de valoração da BRA de transportadoras de gás natural, considerando a sua adoção pela ANP. Tais limitações serão detalhadas ao longo deste subcapítulo, sendo organizadas entre:

- i. A degradação teórica e indevida do valor do ativo adquirido por ente privado (diferença entre bem reversível e infraestrutura particular);
- ii. Violação do princípio da suficiência da remuneração e do equilíbrio econômico-financeiro;
- iii. Penalização do desempenho eficiente no longo prazo;
- iv. Dependência crítica da qualidade de dados históricos;
- v. Ausência de precedentes regulatórios consolidados em infraestrutura de gás;
- vi. Geração de incerteza regulatória e desincentivo ao investimento.

4.4.1. A DEGRADAÇÃO TEÓRICA E INDEVIDA DO VALOR DO ATIVO ADQUIRIDO POR ENTE PRIVADO (DIFERENÇA ENTRE BEM REVERSÍVEL E INFRAESTRUTURA PARTICULAR)

118 Como já mencionado na seção **Error! Reference source not found.**, que tratou as definições e fundamentos conceituais acerca do RCM, sua aplicação consiste, resumidamente, em avaliar todas as receitas e todas as despesas do ativo histórico, avaliando se os fluxos gerados pela operação proporcionaram ao investidor retornos superiores ou inferiores à remuneração de referência representada pelo WACC regulatório. Com base nessa avaliação, o valor remanescente do investimento é ajustado de forma a refletir o capital que ainda não teria sido recuperado pelo investidor na data da avaliação. Como demonstrado através de sua formulação matemática, objetivamente se considera para a apuração da BRA (a) o custo do investimento de construção inicial, somado de (b) investimentos posteriores no ativo (CAPEX), os quais são então reduzidos do (c) retorno de capital calculado por (c.i) o valor de receita da companhia, removendo-se desta (c.ii) remuneração do capital calculada com base no WACC regulatório aplicável em cada período, (c.iii) custos de operação, (c.iv) obrigações fiscais. Ou seja, toda e qualquer eficiência operacional que gere sobra de caixa superior (considerada retorno de capital) é abatida do valor investido no negócio.

119 Tal cenário é muito mais próximo à realidade de concessões rodoviárias, ferroviárias, parques estaduais, saneamento, portos entre outras nas quais a construção de nova infraestrutura é custeada pelo ente privado e deve, obrigatoriamente, ser integralmente compensado pela tarifa praticada durante a vigência da concessão de modo que, ao seu final, os bens reversíveis retornem à união para uma nova rodada de concessão. Neste modelo o ente privado deve ser integralmente remunerado por todo o serviço prestado, incluindo investimentos (CAPEX), operação (OPEX), custos financeiros, retorno sobre o valor investido (Taxa Interna de Retorno - TIR e WACC) e tributos, os quais são estimados através de seu Plano de Negócios que serve como base para sua oferta em leilão. Em casos de discussões para reequilíbrio de contratos com bens reversíveis, há relevante tratativa acerca da aplicação de análises similares ao RCM, de modo a se apurar quanto, efetivamente, o parceiro privado foi capaz de amortizar de seus investimentos durante a operação, e quanto dos bens reversíveis não foi amortizado/recuperado e precisa ser reequilibrado através, por exemplo, de um fluxo de caixa marginal.

120 Já no mercado de transporte de gás, a amortização de ativos por desempenho passado das transportadoras em detrimento do valor atual dos ativos poderia, em última instância, gerar situação

em que a remuneração futura das transportadoras passe a ser vinculada somente à operação e manutenção dos dutos, sem remunerar o valor da infraestrutura de transporte que foi construída no passado e posteriormente adquirida por empresas privadas. Este cenário é sobremaneira agravado pela aquisição recente destes dutos por empresas privadas, que hoje os operam, e avaliaram o valor dos mesmos para investimento a partir das referências regulatórias nacional e internacional que avaliam o efetivo valor dos ativos (CHCI e CRN amplamente utilizados), em detrimento de avaliação do desempenho da operação anterior (RCM), sendo inclusive estas as referências na norma vigente quando da transação dos ativos e, posteriormente, quando do início do processo de revisão tarifária em curso .

121 É dizer que, em última instância, a adoção do RCM como método de apuração da BRA das transportadoras de gás pode penalizar as mesmas por desempenhos positivos auferidos anteriormente à sua aquisição, penalizando o parceiro privado e analisando seus ativos sob ótica de depreciação dos mesmos, em que há a possibilidade que ativos adquiridos por privados sejam integralmente depreciados por (i) resultados históricos não auferidos por estes entes privados (pré-aquisição), ou (ii) penalizados pela eficiência atual de suas operações.

4.4.2. VIOLAÇÃO DO PRINCÍPIO DA SUFICIÊNCIA DA REMUNERAÇÃO E DO EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO

122 O RCM parte do pressuposto implícito de que as receitas auferidas pela transportadora no passado foram adequadas para remunerar o capital investido. Essa premissa é incorreta em diversas situações comuns no setor de transporte de gás:

- i. Durante os anos iniciais de operação dos gasodutos de transporte, a TAG auferiu receitas que foram fixadas de forma bilateral entre as partes, previamente a Antiga Lei do Gás nº 11.909/2009, antes que a metodologia de revisão tarifária fosse plenamente estabelecida. Essas receitas podem não refletir, necessariamente, o grau de recuperação econômica do investimento, resultado que o RCM pode interpretar como evidência de recuperação de capital.
- ii. A aplicação do RCM pode resultar em BRA negativa em cenários onde as receitas passadas acumuladas superam o capital investido - situação absurda do ponto de vista

regulatório, pois implicaria que o concessionário não teria qualquer capital a ser remunerado, mesmo mantendo ativos em plena operação.

4.4.3. PENALIZAÇÃO DO DESEMPENHO EFICIENTE NO LONGO PRAZO

123 O RCM cria um perverso incentivo regulatório: quanto maiores tiverem sido as receitas da transportadora no passado, menor será sua BRA no presente - e, portanto, menor a remuneração do capital nos períodos futuros. Isso implica que:

- i. Transportadoras que operam com maior eficiência operacional, gerando maior disponibilidade de capacidade e, portanto, maior capacidade de auferir receitas, serão penalizadas com BRA menor. É fato que por tratar-se de um regime de *revenue cap*, as receitas adicionais serão compensadas nos anos seguintes através da conta regulatória, porém uma vez que tanto as receitas, quanto o OPEX também são utilizados no cálculo da BRA, haveria um desincentivo direto para a transportadora operar de forma eficiente. Essa lógica é contrária ao princípio de incentivo à eficiência que fundamenta o modelo regulatório de *revenue cap*, cujo objetivo é justamente dissociar a remuneração do capital do volume efetivamente transportado, incentivando a eficiência operacional sem penalizar a maior utilização da infraestrutura - a aprovação dessa metodologia, portanto, poderia criar um desincentivo perverso para o sistema de transporte, o que demandaria um esforço regulatório maior no longo prazo.
- ii. A metodologia desincentiva a maximização da utilização da capacidade contratada, pois toda receita adicional representa uma “amortização” de capital que reduz a BRA futura. Trata-se de um incentivo regulatório perverso, contrário ao objetivo de maximizar o fator de utilização da infraestrutura.
- iii. A metodologia incentiva a operação deficitária e o aumento de custos operacionais, de manutenção e financeiros, uma vez que uma menor recuperação de capital resulta em elevação da BRA futura. Como a remuneração regulatória está associada à BRA, a ineficiência operacional tende a ser refletida em maiores receitas permitidas e, consequentemente, em tarifas mais elevadas ao longo do tempo. O incentivo econômico criado pelo método mostra-se incompatível com os objetivos de eficiência e modicidade tarifária que fundamentam a regulação do serviço de transporte de gás natural.

124 Esse efeito pode ser demonstrado analiticamente. Considere duas transportadoras, A e B, com investimentos iniciais idênticos e sujeitas às mesmas condições operacionais, porém com custos operacionais distintos. Caso a transportadora A apresente custos superiores aos da transportadora B, sua recuperação de capital ao longo do tempo será menor, resultando em uma BRA residual mais elevada sob a metodologia RCM. Como a remuneração regulatória futura é calculada sobre essa base, a transportadora menos eficiente passará a ter direito a uma remuneração superior àquela atribuída à transportadora mais eficiente (WAAC aplicada sobre maior base de ativos). Além disto, há a transferência dos efeitos da ineficiência para os usuários do sistema por meio de tarifas mais elevadas, sem que haja um mecanismo equivalente de penalização para o operador responsável pelos maiores custos.

4.4.4. DEPENDÊNCIA CRÍTICA DA QUALIDADE DOS DADOS HISTÓRICOS

125 A aplicabilidade do RCM pressupõe a disponibilidade de séries históricas confiáveis, completas e auditáveis de receitas e custos da transportadora, desde o início da concessão. No caso de gasodutos com décadas de operação, como o Malhas NE (em operação desde 2006), essa premissa esbarra em limitações práticas sérias:

- i. As receitas dos primeiros anos de operação dos gasodutos foram pactuadas sob regimes contratuais distintos dos atualmente vigentes e, como mencionado anteriormente, prévias aos marcos legais do setor de gás natural (contratos bilaterais de longo prazo). Na época, a Petrobras era contratante e ofertante do serviço de transporte, isto é, carregadora e transportadora, o que torna problemática a comparação com o modelo regulatório atual e sua diferenciação contábil nos anos iniciais. Adicionalmente, a inexistência de Demonstrações Financeiras da TAG para os exercícios de 2006 e 2007⁶¹ impede a utilização de registros contábeis auditáveis para determinação das receitas efetivamente auferidas nesses períodos, tornando necessária a adoção de premissas e estimativas retrospectivas para viabilizar a aplicação da metodologia.

⁶¹ ANP, Nota Técnica nº15/2026, p.48. Acessado em 17/06/2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-11-2026/nt15-tag.pdf>

- ii. A reconversão histórica de receitas, estimativas retroativas de taxas de remuneração e custos operacionais em moeda nominal para termos reais exige a escolha de índices de deflação, introduzindo um grau adicional de subjetividade e controvérsia técnica que pode alimentar litígios regulatórios prolongados.
- iii. Em contextos de renegociação contratual, reorganizações societárias e desinvestimento de ativos — como no caso específico da TAG —, a identificação e a alocação dos custos operacionais historicamente associados aos gasodutos tornam-se significativamente mais complexas. A existência de despesas registradas em diferentes entidades, estruturas de compartilhamento de custos e alterações na titularidade dos ativos pode dificultar a determinação do OPEX efetivamente atribuível à infraestrutura avaliada.
- iv. A metodologia exige decisões sobre o tratamento de receitas que não decorrem diretamente da prestação do serviço regulado, tais como receitas acessórias, receitas associadas à capacidade não contratada (interruptível) e indenizações contratuais. Como o RCM utiliza os fluxos históricos observados para inferir o grau de recuperação do investimento, a inclusão ou exclusão dessas receitas pode alterar significativamente o retorno de capital acumulado e, conseqüentemente, a BRA calculada. A definição acerca de quais receitas devem ser consideradas para fins regulatórios torna-se, portanto, elemento central e potencialmente controverso na aplicação da metodologia.

4.4.5. AUSÊNCIA DE PRECEDENTES REGULATÓRIOS CONSOLIDADOS EM INFRAESTRUTURA DE GÁS

126 Não foram identificados precedentes regulatórios de utilização do RCM como metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos em setores regulados brasileiros. A revisão da literatura regulatória internacional identifica poucas jurisdições que adotem o RCM como metodologia principal para apuração da BRA em processos de revisão tarifária de transportadoras de gás:

- i. No Brasil, o RCM nunca foi adotado pela ANP, ANEEL ou por qualquer agência reguladora estadual como metodologia de valoração de ativos de transporte de gás em processos de revisão tarifária. A NT-ANP-08/2021 não recomenda o RCM; ao contrário, recomenda explicitamente o CRN.

- ii. No Reino Unido, a formação inicial da RAB dos setores privatizados esteve associada aos valores observados nos processos de privatização (*Market Value*). Posteriormente, a experiência regulatória conduzida pelo Ofgem passou a incorporar metodologias de valoração baseadas em custo de reposição depreciado, como o DRC (*Depreciated Replacement Cost*), equivalente ao CRN depreciado.
- iii. Na Austrália, o NGL (*National Gas Law*) e as diretrizes da AER não preveem o RCM como metodologia de valoração de ativos. O DORC (*Depreciated Optimised Replacement Cost*) é o padrão australiano, método análogo ao CRN.
- iv. Nos EUA, o FERC não utiliza o RCM. A regulação tarifária americana baseia-se no *Original Cost* (custo histórico), método análogo ao CHCI, e as revisões incorporam custos de capital corrigidos, não havendo deduções de receitas passadas.
- v. Na Argentina, o ENARGAS adota o CHCI (custo histórico corrigido) como base, sem o componente de dedução de receitas passadas do RCM.

127 A ausência de precedentes internacionais do RCM em setores de infraestrutura de gás mais maduros que o Brasil não é acidental. Ela reflete o reconhecimento, pela comunidade regulatória internacional, dos problemas estruturais da metodologia identificados nesta seção.

4.4.6. GERAÇÃO DE INCERTEZA REGULATÓRIA E DESINCENTIVO AO INVESTIMENTO

128 Do ponto de vista da teoria econômica da regulação, uma metodologia de valoração de ativos deve ser previsível, objetiva e estável ao longo do tempo para que o investidor possa precificar adequadamente o risco regulatório e realizar decisões de investimento de longo prazo. O RCM falha nesse requisito por múltiplos motivos:

- i. A BRA calculada pelo RCM é sensível a decisões históricas relacionadas a tarifas, receitas, custos e demais premissas utilizadas na reconstrução dos fluxos econômicos. Tais decisões podem ter sido tomadas em contextos distintos ao longo do tempo e não deveriam ser retroativamente influenciadas pelo investidor atual.
- ii. A incerteza sobre quais receitas futuras serão computadas como “capital recuperado” nas próximas revisões tarifárias cria um custo de capital regulatório adicional, que os

investidores incorporam nas suas taxas de desconto. Esse custo adicional reduz o valor presente dos investimentos e inibe novas aplicações de capital.

- iii. O RCM pode criar uma dinâmica regressiva de desinvestimento: à medida que o capital é “recuperado” pelas receitas, a BRA diminui, reduzindo a remuneração do capital nas tarifas futuras, o que reduz os incentivos econômicos para realização de investimentos adicionais e para a substituição ou renovação de ativos ao final de sua vida útil.
- iv. Para investidores internacionais - que são os principais potenciais interessados em participar de concessões de infraestrutura de gás de longo prazo no Brasil - o RCM é uma metodologia não familiar e sem respaldo em jurisdições de referência, representando um fator adicional de risco regulatório que eleva o custo de capital exigido.

COMPARATIVOS/ METODOLOGIA	CHCI	CRN	RCM
Precedentes Regulatórios	Revisão Tarifária TBG Setor de Gasodutos de Transporte (Argentina)	Manual da Base de Remuneração Regulatória da ARSP (Espírito Santo) Setor de Transmissão de Energia Elétrica (Brasil – ANEEL) Setor Ferroviário (Austrália – ERA)	Aplicação regulatória limitada Utilizado em contextos específicos de arbitragem na Austrália
Riscos	Dependência da disponibilidade dos registros históricos de investimento	Sensibilidade à escolha dos custos de reposição de referência utilizados Possibilidade de subjetividade na definição de ativos equivalentes	Dependência da disponibilidade, qualidade e acurácia dos registros históricos Elevada dependência de premissas: sensível a parâmetros como WACC, OPEX e receitas, que caso não reais, possuem alto impacto no resultado Risco de desincentivo perverso de eficiência operacional, que pode gerar necessidade de controle regulatório ainda maior No contexto brasileiro, há grande chance de distorções devido a troca de proprietário dos ativos de transporte após desinvestimento da Petrobras
Facilidade de Aplicação	Utiliza registros contábeis e financeiros existentes Elevada rastreabilidade e auditabilidade dos cálculos	Requer levantamento técnico e econômico dos ativos Demanda bases de custos e parâmetros de mercado atualizados	Requer extensa reconstrução histórica de dados Implementação metodologicamente complexa

Tabela 1 - Comparação das metodologias utilizadas para valoração da Base de Ativos. Fonte: Elaboração A&M.

4.5. CONCLUSÃO SOBRE METODOLOGIA MAIS ADERENTE À APURAÇÃO DA BRA

129 O ponto de partida para uma avaliação tecnicamente rigorosa das três metodologias analisadas neste relatório, CHCI, CRN e RCM, é a compreensão de que elas não são variantes de uma mesma abordagem, mas respondem a perguntas fundamentalmente distintas.

130 O CHCI e o CRN respondem à mesma pergunta essencial da regulação de infraestrutura: **qual é o valor do ativo hoje?** O CHCI o faz pela atualização monetária do custo histórico de implantação, preservando o poder de compra do capital investido. O CRN responde à mesma pergunta pela via do mercado: quanto custaria, com os preços e a tecnologia correntes, construir um ativo equivalente? Ambas as abordagens têm em comum o fato de produzirem uma valoração do ativo no presente, a partir de critérios objetivos e verificáveis, e independentes da trajetória de “fluxo de caixa” da empresa. É por essa razão que constituem os padrões regulatórios dominantes, conforme demonstrado ao longo deste relatório.

131 O RCM, por sua vez, responde a uma pergunta de natureza inteiramente diversa: **quanto do capital investido ainda não foi recuperado pelos fluxos econômicos históricos?** Essa não é uma metodologia de precificação de ativo, mas sim de apuração do saldo residual de uma posição financeira histórica. Em outros termos, o RCM não mensura o valor do ativo em si, mas o déficit acumulado entre o capital aportado e as receitas auferidas ao longo da vida da concessão, uma grandeza de natureza estritamente contábil e retrospectiva, dependente da integralidade e da confiabilidade dos dados históricos de receita e custo desde o primeiro dia de operação.

132 Essa distinção conceitual não é um mero detalhe. Ela determina se a base regulatória de remuneração reflete o valor econômico real da infraestrutura em operação ou se é o resultado de um cálculo retrospectivo de difícil verificação e controvertida fundamentação econômica.

133 Utilizando-se novamente da analogia ilustrativa do mercado imobiliário para um imóvel residencial, considere-se um imóvel adquirido há trinta anos por um investidor. Ao longo desse período, os rendimentos de aluguel acumulados superaram o valor de aquisição e os custos de manutenção e operação incorridos ao longo do tempo. Pelo raciocínio implícito no RCM, esse imóvel não teria mais valor a ser remunerado: o capital teria sido integralmente “recuperado” pelos aluguéis

passados, e o proprietário atual não poderia cobrar pelo uso futuro do bem com base no seu valor de mercado.

134 Essa conclusão é equivocada, considerando que o imóvel existe, está em plenas condições operacionais, possui valor de mercado positivo, pode ser reformado e continua a gerar fluxo de caixa. O fato de ter gerado boa rentabilidade no passado não elimina seu valor presente, ao contrário, é exatamente essa capacidade de geração de valor que lastreia seu preço de mercado. O CHCI corresponderia, nessa analogia, a atualizar o custo de aquisição pela inflação acumulada, obtendo o valor corrigido do imóvel. O CRN corresponderia a orçar quanto custaria construir um imóvel equivalente hoje, no mesmo terreno e com os materiais e padrões construtivos correntes.

135 O RCM simplesmente descarta o valor presente do ativo sempre que os fluxos de receita passados foram suficientes para superar o custo histórico de implantação, e ao fazê-lo, pode violar o princípio elementar de que um ativo com vida útil remanescente e capacidade operacional possui valor econômico independentemente de sua trajetória de rentabilidade anterior.

136 As desvantagens da escolha pelo RCM ficam evidentes quando se observa que:

- i. **Não há amplo precedente regulatório de sua aplicação em setores regulados em nenhuma jurisdição nacional e internacional;**
- ii. **A própria ANP, em sua NT-08/2026⁶², reconhece que não há granularidade e rastreabilidade suficiente de informações exigida para aplicação do método RCM,** reiterando que *“o RCM pressupõe base informacional completa, auditável e metodologicamente robusta, a sua utilização, nas condições atuais, poderia introduzir risco de distorções na valoração da Base Regulatória de Ativos, com potenciais impactos sobre a modicidade tarifária e a neutralidade regulatória. Assim, nesse momento, a ANP não dispõe de informações suficientes para realizar a valoração da BRA dos ativos decorrente do fim do Contrato Malhas Nordeste e submeter à Consulta Pública. Ressalta-se, contudo, que a Agência não afasta a possibilidade de utilização do RCM ainda no Ciclo Tarifário 2026-2030 caso, durante o período de Consulta Pública, forem obtidas informações*

⁶² Parágrafos 39,40 e 41 da NT ANP N° 08/2026. Acessado em: 11/06/2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5733157_nota_tecnica_8.pdf

complementares, consistentes e verificáveis que permitam sua aplicação em conformidade com os princípios de prudência e transparência.”; e

- iii. **A introdução do RCM na Resolução ANP n.º 991/2026 ocorreu apenas recentemente e considerando o contexto dos ativos com tarifas negociadas**, o que pode configurar uma resposta pontual ao debate sobre os contratos legados, não uma revisão metodológica embasada em evidências técnicas consolidadas e aparato técnico-regulatório robusto.

137 A adoção do RCM como metodologia regulatória introduz, adicionalmente, um incentivo estruturalmente perverso para a gestão operacional das transportadoras, e esse incentivo contradiz diretamente os objetivos de política regulatória declarados pelo próprio regulador.

138 Sob o regime do RCM, quanto maiores tiverem sido as receitas auferidas pela transportadora no passado, menor será sua BRA e, conseqüentemente, menor a remuneração do capital nas tarifas futuras. Isso significa que a maximização da geração de receitas e a redução de custos operacionais podem resultar, sob o RCM, em menor base de remuneração futura. A transportadora que melhor operou seus ativos no passado é aquela que terá a menor base de remuneração futura. Esse resultado inverte precisamente os incentivos que uma regulação bem desenhada deveria promover.

139 Esse incentivo perverso pode se perpetuar ao longo dos ciclos tarifários subsequentes. Ao associar ganhos de eficiência operacional a uma redução da BRA futura, o método tende a enfraquecer os incentivos econômicos para a maximização da eficiência e da utilização da infraestrutura. Isso não apenas degrada a eficiência alocativa do setor, mas também aumenta a necessidade de monitoramento e apuração regulatória por parte da ANP, ampliando os custos de regulação.

140 Esse resultado é diametralmente oposto ao que a Resolução ANP n.º 991/2026 estabelece como objetivo do regime tarifário. A referida norma introduz o Fator X⁶³ como mecanismo de incentivo à produtividade no reajuste anual da Receita Máxima Permitida, com o propósito declarado

⁶³ Segundo a Resolução 991/2026, a definição do fator X é: “Fator X: índice de eficiência com objetivo de capturar os ganhos de eficiência e produtividade esperados de um operador de infraestrutura e repassá-los para os consumidores na forma de tarifas de transporte”. Introdução ao uso do fator no Art. 11º da Resolução ANP Nº 991/2026. Acessado em: 11/06/2026. Disponível em: <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-991-2026-estabelece-o-regime-tarifario-aplicavel-aos-sistemas-de-transporte-de-gas-natural-e-aos-servicos-de-transporte-oferecidos-no-regime-de-contratacao-de-capacidade-por-entrada-e-saida-e-da-outras-providencias?origin=instituicao>

de incentivar ganhos de eficiência e sua transferência aos usuários do serviço. No Art. 8º § 5º, a Resolução traz que *"O cálculo da RMP incluirá os critérios de eficiência e competitividade a serem estabelecidos pela ANP durante o processo de revisão tarifária"*.

141 Em síntese: a RANP 991/2026 prescreve, no plano dos princípios, um regime que incentiva eficiência. O RCM, no plano da metodologia de valoração de ativos, entretanto, pune a eficiência passada. Essa contradição interna ao próprio arcabouço regulatório vigente reforça o entendimento de que a aplicação do RCM não reflete uma escolha tecnicamente coerente, com efeitos potencialmente nocivos sobre os incentivos de longo prazo.

142 Para além da questão técnica, a adoção do RCM como metodologia de valoração da BRA envia um sinal negativo ao mercado de capitais e ao ambiente de investimentos em infraestrutura no Brasil. Investidores institucionais de longo prazo, como os que adquiriram a TAG e a NTS precificam o risco regulatório em suas taxas de retorno mínimas exigidas. Metodologias que introduzem incerteza sobre como o capital investido será remunerado no futuro, especialmente quando retroativamente afetadas por decisões que dependem de dados históricos de difícil verificação, elevam esse prêmio de risco e encarecem o custo do capital real para o setor.

143 Em um contexto em que o Brasil busca ampliar a capacidade de transporte de gás natural para viabilizar o aumento da produção do pré-sal e a diversificação da matriz energética, a sinalização de que a remuneração do capital investido pode ser limitada retroativamente por metodologias como o RCM pode reduzir o apetite de investidores para novos projetos de expansão da malha e ter, inclusive, impactos mais amplos sobre a percepção de risco para investimentos no país.

5. CRÍTICAS À APLICAÇÃO DO RCM PELA ANP, PROPOSTO NA CONSULTA PÚBLICA 11/2026

144 Uma vez estabelecido o substrato técnico da seção 4 acima, que permite apurar, sob perspectiva teórica e ampla, que a aplicação do RCM possui limitações e riscos relevantes para os contratos de transporte de gás no Brasil, este capítulo contempla a avaliação da aplicação específica proposta pela ANP para o caso da TAG.

145 No âmbito da Consulta Pública nº 11/2026, a ANP apresentou modelo próprio de cálculo da Base Regulatória de Ativos da TAG fundamentado na metodologia *Recovered Capital Method*, consubstanciado na planilha denominada "RCM_Malha_Nordeste_TAG.xlsx". O referido modelo contempla a série histórica de 2006 a 2025 e tem por finalidade apurar o montante de capital já recuperado pela TAG ao longo do período de operação da Malha Nordeste, deduzindo-o de uma base de ativos parte valorada pelas metodologias de Custo de Reposição Novo e outra parte pelo valor histórico de aquisição para obtenção do valor residual a ser reconhecido como BRA para o próximo ciclo tarifário.

146 As seções a seguir têm por objetivo apresentar ao menos 12 inconsistências metodológicas e mecânicas identificadas pela A&M sobre a precificação da BRA da TAG pelo RCM proposta pela ANP em sua apuração através do RCM. Ao final será apresentada pela A&M sua conclusão acerca da aplicação prática do RCM proposta, constatando-se a materialização das limitações deste método já apontadas sob o panorama teórico na seção 4 acima.

5.1. ASSIMETRIA DAS PREMISSAS E FONTES DE DADOS

147 O modelo de RCM elaborado pela ANP para a Malha Nordeste opera sobre bases de dados heterogêneas, sem que a Nota Técnica n.º 15/2026-SIM-CTR/ANP⁶⁴ enuncie um princípio metodológico unificado que justifique a seleção de fonte para cada componente. Tal desconformidade é observada ao se comparar:

- i. **A receita**, que é mensurada a partir das tarifas estabelecidas em contratos de transporte;

⁶⁴ Nota Técnica de Valoração da Base de Ativos da TAG pelo Método RCM elaborada pela ANP, no âmbito da Consulta Pública Nº 11/2026. Acessado em: 10/06/2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-11-2026/nt15-tag.pdf>

- ii. **Os custos operacionais**, que são extraídos das Demonstrações Financeiras (DFs) auditadas da TAG para o período 2018-2025, ao passo que para o período 2008-2017 utiliza valores unitários provenientes de contratos de serviço da Transpetro informados pela Petrobras (oriundos de bases de dados do SAP), com aplicação de fator de *gross-up* para correção a partir de estimativas históricas, e os anos de 2006 e 2007 não dispõem de dados próprios, sendo o ano de 2008 adotado como base de imputação retroativa aos anos de 2006 e 2007;
- iii. **O Custo de Reposição Novo dos ativos dutoviários para o período anterior a 2006**, que é calculado com base em *benchmark* internacional da *Energy Information Administration* (EIA), enquanto outros ativos da malha presumivelmente seguem metodologia distinta (valor histórico de aquisição);
- iv. **A taxa de desconto (WACC)**, que é extraída de normativos diferentes para três subperíodos - NT 027/2006-SCM⁶⁵ para 2006-2013, RANP nº 15/2014⁶⁶ para 2014-2018, e NT 013/2019-SIM⁶⁷ para 2019-2025 e incoerente com o fato de que o contrato estabelece tarifa e volume contratado único durante sua vigência, isto é, a receita da transportadora (que utiliza o WACC como parâmetro) foi definida como única durante o período e não considerando diferentes faixas de remuneração.

148 O resultado da combinação de fatores supra descrita é um modelo cujas variáveis fundamentais (receita, custo, base de ativos e custo de capital) são mensuradas individualmente com base em referenciais distintos, sem que se demonstre a compatibilidade conceitual entre elas. A análise dos cálculos e premissas adotados pela ANP e menções das abas neste capítulo

⁶⁵ ANP, Nota Técnica nº 027/2006-SCM, p. 16. Acessado em 18/06/2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/arquivos/copy_of_Nota_27_2006.pdf

⁶⁶ ANP, Resolução nº15, de 14/03/2014, p. 04. Acessado em 18/06/2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/arquivos/arquivos-regulamentacao-do-acesso/2-resolucao-15-2014-criterios-tarifa.pdf>

⁶⁷ ANP, Nota Técnica nº 013/2019-SIM, p.04. Acessado em 18/06/2026. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/arquivos/arquivos-chamadas-publicas/nota-tecnica-n0132019-sim.pdf>

consideram a Planilha Excel “anexo-nt15-rcm-malha-nordeste-tag.xlsx”⁶⁸ disponibilizada como anexo juntamente à Consulta Pública Nº 11/2026.

149 A principal inconsistência dessa arquitetura é a assimetria entre o tratamento dado à receita e ao custo. Enquanto as (i) Receitas são mensuradas com base em tarifas contratuais (aba “Receita Malha NE (PBR)”), isto é, no que o modelo pressupõe que deveria ser auferido pelo transportador segundo os termos do contrato, (ii) os custos são extraídos das DFs (aba “O&M e G&A Malha NE (DFs)”), ou seja, no que efetivamente foi incorrido e reconhecido contabilmente. A receita utilizada pela ANP é a receita **contratual**, fixada previamente no instrumento jurídico e independente da operação real da empresa. O custo apurado nas Demonstrações Financeiras, por sua vez, é uma grandeza **contábil**, registrada após o fato e sujeita a critérios de escrituração que refletem decisões gerenciais e societárias da TAG. Comparar receita contratual com custo contábil para verificar se o capital foi recuperado é metodologicamente inadequado, pois as duas grandezas não foram produzidas com a mesma lógica e nem com a mesma base temporal e, portanto, não são diretamente comparáveis para esse fim.

150 Uma metodologia internamente consistente deveria ou utilizar ambas as variáveis com base nas DFs, confrontando receita e custo contábeis para o período, ou derivar ambas a partir de parâmetros regulatórios normativos. A combinação das duas lógicas no mesmo modelo introduz viés estrutural de difícil quantificação.

151 Situação análoga verifica-se na valoração dos ativos. A adoção do *benchmark* EIA (aba “CRN_Nordeste”) para os dutos e de metodologias distintas (valor de aquisição, na aba “3.1 - CAPEX_BRA_R2”) para outros ativos não é acompanhada de critérios e justificativas explícitos que determinem quando cada abordagem se aplica. Na ausência desse critério, a Base Regulatória de Ativos resulta de uma agregação de grandezas mensuradas em referenciais heterogêneos (algumas a preços de mercado internacional, outras a valores historicamente apurados), o que torna o total da base intrinsecamente não-comparável e de difícil auditoria independente.

⁶⁸ Anexo da planilha de cálculo do RCM para a TAG. Acessado em: 10/06/2026. Disponível em: [https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/consulta-publica-no-11-2026#:~:text=\(SEI%205994134\)-,Anexo,-NTS%20%2D%20Formul%C3%A1rio%20de](https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/consulta-publica-no-11-2026#:~:text=(SEI%205994134)-,Anexo,-NTS%20%2D%20Formul%C3%A1rio%20de)

152 Por fim, a adoção de diferentes metodologias no cômputo do OPEX, com a substituição dos valores contratuais pelas DFs a partir de 2018 (aba “O&M e G&A Malha NE (DFs)”) e a imputação retroativa do ano de 2008 como *proxy* para 2006 e 2007 (aba “O&M e G&A Malhas NE (PBR)”), introduzem descontinuidades que afetam a integridade da série de custos considerada na análise. Em um modelo cumulativo como o RCM, onde o capital residual é função do acúmulo de receitas e custos ao longo de toda a série histórica, qualquer inconsistência metodológica em uma variável se propaga para o resultado final, sem possibilidade de isolamento ou correção pontual.

153 Assim, entende-se que seria importante que a ANP apresentasse, em resposta à consulta pública, um documento de metodologia que especifique explicitamente a hierarquia de fontes adotada, os critérios que determinam a seleção entre fontes alternativas para cada componente, e a demonstração de que as bases utilizadas são conceitualmente compatíveis entre si. A apresentação de tal detalhamento estaria em linha com o princípio da transparência regulatória e do direito das partes afetadas de compreender e contestar os fundamentos do modelo tarifário que lhes será aplicado.

5.2. OPEX - METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS

5.2.1. REPLICABILIDADE DO G&A/O&M HISTÓRICO SOBRE VALORES INDEFINIDOS

154 Para o período de 2008 a 2017, a TAG operava seus ativos por meio de contrato de prestação de serviços de operação e manutenção celebrado com a TRANSPETRO, isto é, tais custos não estavam descritos de forma desagregada nas demonstrações financeiras auditáveis da companhia. Nesse período, o modelo da ANP não dispõe de abertura detalhada de custos por rubrica (aba “O&M e G&A Malhas NE (PBR)”), recorrendo ao valor global do contrato com a TRANSPETRO como referência para o cômputo dos custos operacionais, disponibilizados pela Petrobras. Com o objetivo de ajustar esse valor para refletir os custos totais associados à operação da malha, uma vez que o contrato da Transpetro não contempla por completo os custos operacionais totais da companhia, o modelo aplica um fator de *gross-up*⁶⁹ calculado a partir da média histórica

⁶⁹ O percentual é calculado a partir da relação entre G&A + Direito de Passagem sobre o Total O&M+G&A das DFs apresentadas entre 2018-2025. Esse percentual é aplicado sobre o valor global do contrato com a TRANSPETRO para inferir o Total O&M + G&A do período 2008-2017.

dos dados das Demonstrações Financeiras do período de 2018 a 2025 (aba “O&M e G&A Malhas NE (PBR)”, coluna C). Os pontos elencados abaixo denotam a inconsistência na metodologia utilizada:

- i. Primeiramente, tal fator é calculado com base exclusivamente nas rubricas de Direito de Passagem e Total G&A, **desconsiderando demais rubricas que compõem o custo operacional da TAG e não contempladas no contrato da Transpetro, entre elas: Serviços de compressão (SCOMP), Seguros e Outros itens**, as quais, segundo as Demonstrações Financeiras disponíveis para o período 2018-2025, representam parcela material (cerca de 15%) dos custos totais (G&A + O&M). A tabela a seguir apresenta as rubricas que, a despeito de constituírem custos operacionais incorridos pela TAG no período de 2008 a 2017, foram desconsideradas pela ANP no cálculo do gross-up aplicado ao valor do contrato com a TRANSPETRO. Na ausência de evidência documental que demonstre que tais rubricas já estavam contempladas no valor global contratado com a TRANSPETRO, sua exclusão do gross-up carece de fundamentação e implica subestimação dos custos operacionais de referência para o período. O ajuste dessa inconsistência, com a inclusão das rubricas elencadas na tabela abaixo, eleva a BRA pelo método do RCM em aproximadamente +R\$ 1.6 bilhões.

Detalhamento do O&M:	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Seguros, taxas e licenciamentos	9	40	42	67	64	69	78	39
Serviços de terceiros / compressão (SCOMP)	64	31	27	35	39	42	43	45
Outros (aluguéis e diversos)	17	29	29	17	40	60	49	107
Total O&M	511	628	743	922	996	735	794	836

Figura 9 - Cifras de O&M Não Consideradas Pela ANP

- ii. Adicionalmente, verifica-se que os fatores de proporção observados nos anos mais recentes da série utilizada como referência (2023: 20%; 2024: 21%; 2025: 22%) são sistematicamente superiores à média do período (16%), sugerindo que **a utilização da média de toda a série subestima o ajuste aplicável aos anos históricos, bem como não captura eficiências ou ineficiências históricas.**
- iii. Ainda, a metodologia adotada não contempla os custos de arrendamento das estações de compressão de Catu, Pilar, Aracati, Macaíba e Santa Rita. Apesar de essas estações terem sido adquiridas pela TAG apenas em outubro de 2023, os custos de arrendamento

associados sempre estiveram presentes até a efetivação da aquisição. Nos termos do IFRS 16, esses custos eram reconhecidos nas rubricas de despesas financeiras e de depreciação, conforme descrito na Nota Explicativa “Arrendamentos” das Demonstrações Financeiras, de modo que sua exclusão pode comprometer a comparabilidade e a adequada representação dos custos históricos.

155 A ausência de documentação sobre o critério de seleção das rubricas e do período de referência impede a verificação independente da razoabilidade dos fatores adotados, deixando explícita a fragilidade de aplicação da metodologia em um contexto com dados históricos imprecisos e que apresentam grande variabilidade ao longo do tempo.

156 No que se refere especificamente aos serviços de compressão (SCOMPs), tais custos não integram o escopo contratual da Transpetro, conforme evidenciado pelos próprios contratos de operação e manutenção firmados entre TAG e Transpetro⁷⁰. De forma consistente com essa constatação, a TAG celebrou contratos de prestação de serviços de compressão com a Exterran desde 2013, abrangendo as Estações de Compressão de Catu, Pilar, Aracati, Macaibá e Santa Rita, os quais demonstram que esses custos existiam, eram materialmente relevantes e eram custeados diretamente pela TAG fora do escopo do contrato com a Transpetro. A exclusão desses valores do fator de *gross-up* resulta em subestimação sistemática do multiplicador aplicado ao período 2008–2017, uma vez que o componente de compressão, ausente dos contratos Transpetro, também não foi propagado para os anos anteriores a 2018.

157 Quanto aos custos de seguros, a situação apresenta particularidade adicional que merece atenção. As Demonstrações Financeiras auditadas da própria TAG relativas ao período de 2014 a 2018 registram expressamente que “a responsabilidade pela contratação e manutenção do seguro é da Petrobras”, confirmando que o custo de seguros existia e era incorrido, porém não era alocado diretamente à TAG. Paralelamente, os contratos de operação e manutenção firmados com a Transpetro, indicam que o “seguro dos ativos, danos e terceiros era de responsabilidade da TAG”, estabelecendo a TAG como a parte contratualmente responsável pela cobertura. A conjunção dessas evidências demonstra que o custo de seguros, embora real e contratualmente atribuído à

⁷⁰ A&M 1 - Contratos 6911.0000506.12.2 (Catu) / 6911.0000631.13.2 (Pilar) / 6911.0000523.12.2 (Santa Rita, Macaiba e Aracati) / 6911.0000501.12.2 (Gasene – Transpetro, exclusão dos SCOMPs do escopo, pg. 22 – anexo I)

TAG, não transitava pelas demonstrações financeiras da companhia no período anterior à aquisição em 2018, sendo absorvido pela Petrobras. Ao excluir os seguros do cálculo do fator de *gross-up* sem reconhecer que esse custo existia e era relevante para a operação da malha, o modelo da ANP subestima o custo operacional efetivo do período histórico. A inclusão dos seguros no multiplicador tornaria o fator de proporcionalidade mais representativo do custo real de operar a malha.

158 Para além desse fato, ao utilizar os dados da Transpetro, fornecidos pela Petrobras, como base para o cálculo do OPEX durante os anos de 2008 e 2017, surge outra preocupação quanto à rastreabilidade dos dados: as informações disponibilizadas pela Petrobras consistem em planilhas extraídas do sistema SAP⁷¹, apresentadas sem o suporte documental que permita à ANP, ou a qualquer terceiro interessado, verificar:

- i. Se os valores reportados correspondem à integralidade dos custos efetivamente incorridos na operação e manutenção dos ativos hoje pertencentes à TAG, ou apenas a uma amostra ou recorte parcial dos lançamentos contábeis; e
- ii. Se a totalidade dos contratos de prestação de serviços firmados pela Transpetro no período está refletida nos dados apresentados, ou se há contratos, aditivos, termos de ajuste ou rateios de custos compartilhados que não estão capturados na extração fornecida.

159 Sem a apresentação dos contratos subjacentes e da metodologia de alocação de custos entre os diferentes ativos do consórcio, ou mesmo de dados de validação, como das notas fiscais correspondentes, não é possível afirmar que os valores de OPEX informados representem o universo completo e auditável dos custos historicamente incorridos, circunstância que compromete a própria premissa de que tais dados possam servir de referência para a apuração de custos eficientes ou para exercícios de comparação histórica no âmbito da revisão tarifária.

⁷¹ NT ANP Nº 15/2026, Cap. 9.2, a ANP cita que: “(...) Os dados foram prestados de forma agregada em um único montante anual de valor líquido sem impostos, sem abertura por subcategoria (...)”. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-11-2026/nt15-tag.pdf>

160 A própria Petrobras, na Carta GITE/AR - DPBR-2026-25627⁷², disponível no sistema SEI, alega que não consegue garantir que os valores enviados de OPEX compreendem a totalidade dos custos operacionais, havendo necessidade de verificação com a transportadora ou a Transpetro, o que reforça a incerteza quanto à acurácia desses valores para sua aplicação no RCM (Figura 10). Cabe ressaltar que o próprio regulador reconhece que o método RCM exige informações robustas e auditáveis para sua execução, logo sua aplicação sobre dados não auditados se mostra incoerente do ponto de vista técnico⁷³.

⁷² Carta GITE/AR - DPBR-2026-25627, 9 de abril de 2026. Acessado em: 11/06/2026. Disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?9LibXMqGnN7gSpLFOOgUQFziRouBJ5VnVL5b7-UrE5QwtsJT2xUIUKik_mtX1v_CucavcyrkCvHmvzBGkRX0ujhrWnAp3nDow299My3842oCKWAuDf6zt_qm1zXLmGE7

⁷³ Citação NT ANP Nº 08/2026, parágrafo 40: “(...) Considerando que o RCM pressupõe base informacional completa, auditável e metodologicamente robusta, a sua utilização, nas condições atuais, poderia introduzir risco de distorções na valoração da Base Regulatória de Ativos, com potenciais impactos sobre a modicidade tarifária e a neutralidade regulatória. (...)”. Acessado em: 11/06/2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5733157_nota_tecnica_8.pdf

Durante o período em que o Consórcio Malhas era o transportador, o faturamento de transporte referente aos Contratos Malha SE e Malha NE era realizado individualmente por cada uma das consorciadas, de modo que a Petrobras, na qualidade de Carregador, realizou pagamentos diretamente à Transpetro.

Nesse contexto e, em complemento às informações prestadas na carta GITE/AR - DPBR-2025-72099, de 16/10/2025 (Processo ANP nº 48610.224665/2025-11), seguem planilhas anexas, as quais detalham os pagamentos realizados pela Petrobras à Transpetro no período de 2008 a 2016 (NTS – Anexo 03) e para o período de 2008 a 2017 (TAG – Anexo 04), no âmbito dos Contratos Malha SE e Malha NE. Tais informações foram obtidas a partir do sistema corporativo da Petrobras (SAP) por meio de relatórios do BW). Cabe ressaltar que o sistema SAP foi implementado na Petrobras em fevereiro/2008, de maneira que não dispomos de informações consolidadas anteriores a esse período.

Vale registrar que, embora a Transpetro fosse notadamente a consorciada responsável pela realização das atividades de operação e manutenção dos ativos da Malha Sudeste e da Malha Nordeste, a Petrobras, na qualidade de Carregador, não pode afirmar que os valores pagos à Transpetro correspondem à integralidade dos valores referentes ao O&M dos citados Contratos, o que carece de verificação junto à NTS e à TAG ou à própria Transpetro, conforme o caso.

No âmbito do levantamento de informações históricas, a Petrobras, considerando o apoio corporativo que prestava às transportadoras nas quais detinha participação acionária à época, levantou informações (dentre elas, empresa contratada, prazo de vigência, valor do contrato e taxa de câmbio) sobre contratos de serviço de compressão referentes aos sistemas de transporte da Malha SE e Malha NE. Tendo em vista que a Petrobras não atuou como parte destes contratos ou, em alguns casos específicos, foi a contratante do serviço, mas em seguida efetuou a cessão contratual para a Transpetro, a Companhia encaminhou a integralidade das informações levantadas para a NTS e a TAG por meio das cartas DPBR-2026-25572 e DPBR-2026-25586, respectivamente. Tais informações, caso pertinentes para as análises dessa Agência, podem ser obtidas pela ANP junto às respectivas transportadoras.

Por fim, solicita-se que qualquer comunicação referente ao presente processo seja encaminhada para o e-mail regulatorio@petrobras.com.br

Figura 10. Carta da Petrobras à ANP (Carta GITE/AR - DPBR-2026-25627) sobre os dados disponibilizados do sistema SAP para os custos operacionais (grifo A&M).

5.2.2. DA UTILIZAÇÃO DO ANO DE 2008 COMO PARÂMETRO PARA OS ANOS DE 2006 E 2007

161 O modelo da ANP toma o custo operacional do ano de 2008 como base para a estimativa dos custos de 2006 e 2007, mediante a aplicação de um fator de proporcionalidade baseado na extensão de malha no respectivo ano. A abordagem apresenta fragilidade metodológica relevante: ao replicar um único ano de referência para dois exercícios distintos, o modelo **suprime as**

particularidades de cada período: variações na estrutura de custos, no nível de atividade operacional e em eventos específicos que podem ter caracterizado cada ano de forma própria. Os anos de 2006 e 2007 correspondem ao período imediatamente anterior ao início da série histórica disponível e, por essa razão, demandariam tratamento metodológico cuidadoso, e não a simples extensão mecânica de um único ponto da série.

5.2.3. DA FALTA DE LINEARIDADE APRESENTADA DIANTE DOS CRITÉRIOS UTILIZADOS

162 Um indicador revelador da inconsistência metodológica no tratamento dos custos operacionais é o comportamento do OPEX por quilômetro de malha quando analisado em termos reais ao longo da série histórica completa. A análise desse indicador⁷⁴, apresentada no gráfico abaixo, evidencia as inconsistências apuradas: enquanto o subperíodo 2006-2017, **baseado em valores contratuais com imputação retroativa de 2008 para os anos de 2006 e 2007, apresenta média de 49,1 R\$ mil/km em termos reais**, o subperíodo 2018-2025, **baseado em Demonstrações Financeiras auditadas, apresenta média de 66,0 R\$ mil/km**, representando uma diferença de aproximadamente 34% entre um período e outro. Ademais, quando comparados apenas os anos de 2017 e 2018, quando há troca de metodologia, a diferença é de +42% (ou +20 R\$ mil /km).

⁷⁴ Em R\$ mil/km de Malha Nordeste, calculado com base no OPEX nominal (linha 58) e no Fator Acumulado de Inflação (linha 74) da aba “RCM Nominal (R\$)” e na extensão da Malha Nordeste da aba “Evolução Malha Nordeste (KM), linha 4”.

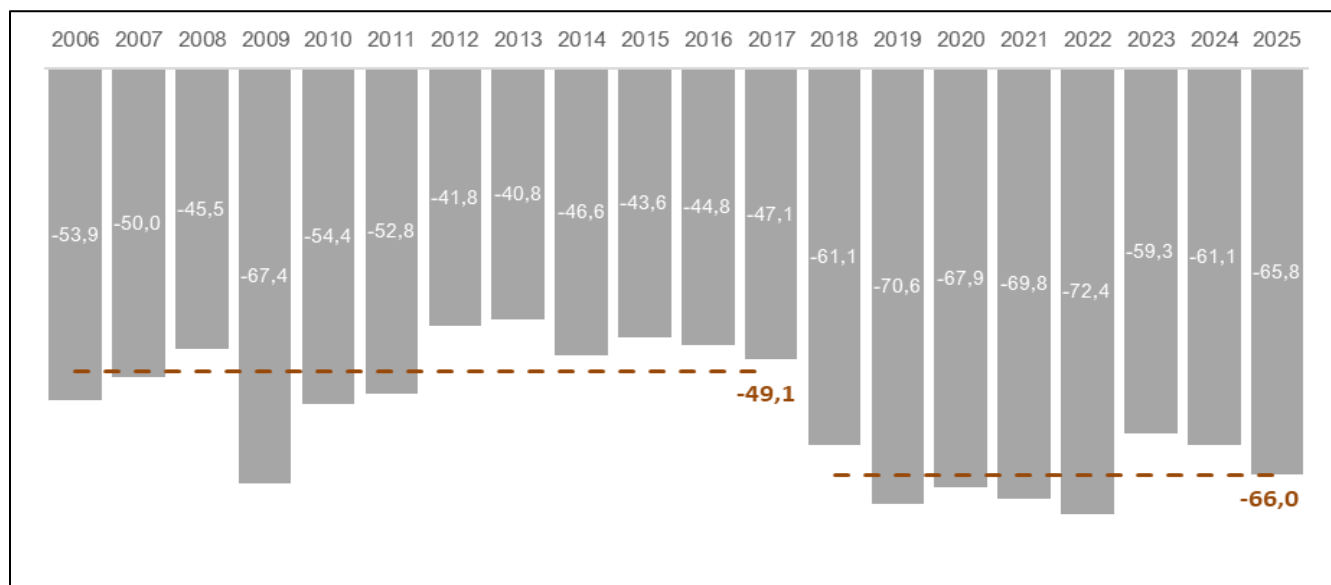


Figura 11 - OPEX anual e médio do modelo (output), em R\$ mil por km de malha, em termos reais, 2006-2025

163 Essa mudança de patamar de custos unitários dificilmente se explicaria por fatores operacionais reais. Ademais, entre 2008 e 2025 não houve aumento significativo de extensão da malha de Gasodutos, conforme demonstrado na aba “Evolução Malha Nordeste (KM)” do Modelo compartilhado. A estrutura de custos de uma operadora de infraestrutura dutoviária tende a evoluir de forma relativamente gradual, influenciada por fatores como reajustes contratuais de mão de obra, manutenção programada e variações no custo de insumos, todos elementos que produzem trajetórias contínuas, não saltos abruptos. Uma variação da magnitude observada, coincidindo precisamente com a transição entre bases de dados, indica que a variação é decorrente da escolha dos dados, e não o reflexo de mudança substantiva nas condições operacionais da TAG.

164 O problema é agravado pelo fato de que o RCM é um modelo cumulativo: os custos de cada ano reduzem o capital considerado ainda não recuperado e, portanto, influenciam diretamente o saldo residual da BRA e, em última instância, a Receita Máxima Permitida. A aparente subestimação sistemática dos custos no período 2006-2017, decorrente da utilização de uma base menos abrangente do que as DFs, implica que uma parcela maior das receitas históricas foi classificada como recuperação de capital naquele período, comprimindo artificialmente o saldo residual e, conseqüentemente, a tarifa calculada pelo modelo. A heterogeneidade metodológica entre os dois subperíodos não é, portanto, um problema meramente formal: há indícios consistentes de que ela

distorce o resultado substantivo do modelo em favor de um menor reconhecimento de custos nos anos iniciais da série.

5.3. MENSURAÇÃO DE ATIVOS E INVESTIMENTOS HISTÓRICOS

5.3.1. DA UTILIZAÇÃO DE *BENCHMARKS* PARA CÁLCULO DOS ATIVOS PRÉ-2006

165 A valoração dos ativos da Malha Nordeste existentes antes de 2006 (CRN) é realizada pelo modelo da ANP com base em *benchmark* de custo unitário de substituição, extraído de dados históricos da Energy Information Administration ("EIA") dos Estados Unidos para projetos de gasodutos, expresso em dólares americanos por metro-polegada (US\$/m.pol). O valor adotado pelo modelo preponderantemente, de US\$ 44,81/m.pol, é obtido na célula J37 da aba "Média_Pond_Categoria (EIA)" e constitui parâmetro central para a determinação do Custo de Reposição Novo ("CRN") dos referidos ativos.

(a) DA ELEVADA SENSIBILIDADE DO MODELO

166 Os dados apresentados não permitem a validação dos critérios de comparabilidade com os ativos da TAG e a avaliação da representatividade geográfica e técnica dos projetos selecionados em relação à infraestrutura da Malha Nordeste.

167 A ausência de detalhamento maior é particularmente relevante diante da elevada sensibilidade do modelo a variações nesse parâmetro: conforme constatado pela A&M por meio de análise de sensibilidade realizada na planilha de trabalho, uma **variação de +10% no *benchmark***, de US\$ 44,81 para US\$ 49,29/m.pol, resulta em **variação aproximada de +223% no valor residual apurado pelo modelo**.

168 Tal nível de sensibilidade demonstra que **a confiabilidade e a documentação desta premissa são condição necessária para a aceitabilidade técnica do resultado**.

(b) DA FRAGILIDADE DA METODOLOGIA DE CATEGORIZAÇÃO E PONDERAÇÃO DOS *BENCHMARKS*

169 Adicionalmente, a categorização adotada para a construção dos *benchmarks* a partir de intervalos de diâmetro apresenta fragilidade metodológica relevante. A análise da aba "Média_Pond_Categoria (EIA)" revela que projetos de tipologias distintas (*Lateral, Expansion e New*

Pipeline) são agrupados nas mesmas categorias de *benchmark* sem segregação por natureza do investimento, a despeito das diferenças estruturais de custo que caracterizam cada tipo de projeto.

170 Agrava essa imprecisão o fato de que o valor unitário médio utilizado como base para a valoração dos ativos existentes antes de 2006 pelo CRN, expresso em US\$/m.pol, é obtido por meio de média ponderada pela variável m.pol, correspondente ao produto entre extensão e diâmetro dos gasodutos da amostra. A Nota Técnica n.º 15/2026-SIM-CTR/ANP justifica essa escolha sob o argumento de que a ponderação seria “dimensionalmente consistente” com o indicador em US\$/m.pol e de que projetos maiores teriam maior “poder informativo”. A A&M entende, contudo, que tal critério atribui peso desproporcional aos projetos de maior extensão e maior diâmetro, fazendo com que o *benchmark* médio reflita predominantemente a realidade econômica de gasodutos de maior porte físico, independentemente de sua representatividade para os ativos efetivamente valorados da TAG.

171 Essa limitação é particularmente relevante no caso da Malha Nordeste, uma vez que os ativos valorados por esse método são majoritariamente curtos, em grande parte com extensão inferior a 40 km. Assim, ao ponderar o *benchmark* por m.pol, a metodologia da ANP desloca a referência média para projetos longos e de maior diâmetro, ainda que a base de ativos à qual o parâmetro será aplicado possua perfil físico distinto.

(c) DA PARAMETRIZAÇÃO DOS *BENCHMARKS* SEM CONSIDERAR A REALIDADE LOCAL

172 Por fim, o uso de referência paramétrica norte-americana sem o devido tratamento de parâmetros para a realidade local também implica imprecisões na metodologia. Para a compatibilização dos parâmetros à realidade local seria minimamente necessária a avaliação de critérios técnicos objetivos que permitam a correlação das amostras e parâmetros à TAG. A título de exemplo, a partir da experiência A&M, e execução de obras de gasodutos é especialmente sensível a questões como:

- i. **Relevo e condições geográficas locais**, com especial elevação de custos em regiões distantes de centros urbanos por aumento de custos de transporte e alojamento, número e extensão de cruzamentos em trechos urbanos devido à elevação do número de interferências, regiões de aclives elevados e, em especial, a presença de cursos d’água e

lençóis freáticos aflorados, que demandam intervenções específicas de contenção e drenagem para a viabilização do trabalho.

- ii. **Empresas qualificadas e momento de mercado:** sendo relevante fator em processo orçamentário a disponibilidade de empresas com mão de obra qualificada, disponível e em momento de mercado que as permita absorver projetos desta natureza, podendo afetar diretamente nas necessidades de investimento.
- iii. **Custos Indiretos:** com especial enfoque em variação em relação ao mercado norte-americano de custos com tributos, seguros, contingências de riscos, administração central, lucro e custo financeiro de obra (componentes do BDI).

173 De modo a garantir que estimativas de custos de investimentos (CAPEX) da natureza daqueles discutidos pela ANP sejam devidamente avaliados quanto à sua maturidade e variabilidade, de modo que todos os envolvidos possam apurar a pertinência de seu uso, a *Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE)*⁷⁵ elaborou a Prática Recomendada (“RP”) 18R-97, que trata da classificação de estimativas de custos, com enfoque específico em processos industriais⁷⁶. Esta RP demonstra, a partir da consolidação da comparação de custos reais incorridos comparados à sua estimativa inicial, qual a variabilidade usualmente esperada para cada tipo de orçamento - denominados na RP como Classes de Orçamento.

174 O orçamento proposto pela ANP se respalda em base exclusivamente paramétrica, com pouca avaliação de aderência de grandes indicadores de obra à realidade da TAG. Ademais tal estudo foi preparado sem qualquer detalhamento de informações, avaliação precisa de condições técnicas, baseando-se exclusivamente na aplicação de custos paramétricos genéricos à extensão de gasodutos gerenciada pela TAG.

175 Tal estimativa pode ser classificada como de Classe 5 da Prática Recomendada a partir das informações disponibilizadas. Estimativas Classe 5 são caracterizadas pela baixa engenharia associada, assim como o uso de métodos estocásticos como a relação custo/capacidade (ou custo

⁷⁵ A AACE International (Association for the Advancement of Cost Engineering) é a principal referência mundial em estimativas de custos de engenharia e gerenciamento de projetos de capital, sendo amplamente adotada pela indústria de óleo e gás para classificar o nível de maturidade e a faixa de acurácia de estimativas de custo conforme o grau de detalhamento do projeto disponível.

⁷⁶ Setor mais próximo da construção de gasodutos dentre as RPs disponíveis da AACE

por diâmetro e comprimento, como no presente caso). A tabela abaixo resume as características de estimativas Classe 5.

ESTIMATIVA DE CLASSE 5	
Descrição: As estimativas de classe 5 são geralmente elaboradas com base em informações bem limitadas e acabam tendo faixas de precisão muito amplas. Por isso, algumas empresas e organizações decidiram que, devido às imprecisões inerentes, tais estimativas não podem ser classificadas de uma maneira convencional e sistemática. As estimativas de classe 5, devido às exigências de uso final, podem ser preparadas em um período muito limitado de tempo e com muito pouco esforço – às vezes exigindo menos do que uma hora de preparação. Muitas vezes, pouco mais do que o tipo de planta, localização e capacidade são conhecidos no momento da preparação da estimativa. Nível de Maturidade das Entregas de Definição do Projeto: Entrega principal e status desejado: Diagrama de blocos aprovado por todos os principais grupos de interesse. Lista das premissas fundamentais de desenho. 0% a 2% da definição do projeto completo. Uso Final: As estimativas de classe 5 são elaboradas com diversos objetivos de planejamento de negócios estratégicos, tais como estudos de mercado, avaliação de viabilidade inicial, avaliação de esquemas alternativos, análise de adequação de projetos, estudos de localização de projeto, avaliação de necessidades de recursos e orçamento, planejamento de capital de longo prazo, etc.	Metodologia da Estimativa: As estimativas de Classe 5 geralmente usam métodos estocásticos, tais como curvas de custo/capacidade e fatores, escala de fatores operacionais, fatores de Lang, fatores de Hand, fatores de Chilton, fatores de Peters-Timmerhaus, fatores de Guthrie e outras técnicas paramétricas e de modelagem. Faixa de Precisão Esperada: As faixas de precisão típicas para estimativas da Classe 5 são: -20% a -50% no lado baixo e +30% a +100% no lado alto, dependendo da complexidade tecnológica do projeto, informações de referência adequadas e outros riscos (após inclusão de uma determinação de contingência adequada). Caso ocorram riscos incomuns, as faixas podem ultrapassar os valores estabelecidos. Nomes Alternativos para Estimativas, Termos, Expressões e Sinônimos: Rateio, ballpark (estimativa aproximada), blue sky (estimativa demasiadamente otimista), seat-of-pants (improvisada e sem as informações necessárias), ROM (por ordem de grandeza), estudo de ideias, estimativa de perspectiva, estimativa para licença de concessão, guesstimate (mistura de estimativa e conjectura) e regra de ouro.

Tabela 2a –Estimativa de Classe 5

Figura 12 - Prática Recomendada 18R-97 - Configuração de Estimativas Classe 5⁷⁷

176 Estimativas Classe 5 são significativamente imprecisas, uma vez que sua formulação é caracterizada pelo uso de informações paramétricas associadas à baixa maturidade de engenharia empregada. Segundo os dados históricos estudados pela AACE, estimativas Classe 5 variam de -20% a -50% na banda negativa, e de +30% a +100% na banda positiva, com possibilidade de superação relevante destas bandas a depender da materialização de riscos durante a execução das obras.

⁷⁷ Versão gratuita disponível para consulta em https://web.aacei.org/docs/default-source/toc/toc_18r-97.pdf

CLASSE DE ESTIMATIVA	Característica Principal	Característica Secundária		
	NÍVEL DE MATURIDADE DAS ENTREGAS DE DEFINIÇÃO DO PROJETO Expresso como % da definição completa	USO FINAL Finalidade típica da estimativa	METODOLOGIA Método geralmente utilizado para estimativas	FAIXA DE PRECISÃO ESPERADA Intervalos típicos nas faixas mínimas e máximas
Classe 5	0% a 2%	Análise da adequação do conceito	Índices de capacidade, modelos paramétricos, julgamento ou analogia	Mín: -20% a -50% Máx: +30% a +100%
Classe 4	1% a 15%	Estudo de viabilidade	Fatores relativos a equipamentos ou modelos paramétricos	Mín: -15% a -30% Máx: +20% a +50%

Figura 13 - Prática Recomendada 18R-97 - Tabela de Classes de Estimativa

177 Considerando a baixa maturidade da estimativa apresentada, que não incorpora adequadamente as características e a realidade operacional dos gasodutos de transporte da TAG, bem como a elevada sensibilidade do modelo ao CAPEX paramétrico adotado há relevante grau de incerteza na modelagem proposta pela ANP. Nesse contexto, à luz das faixas de precisão e dos conceitos de maturidade de estimativas preconizados pela AACE, é possível concluir que existe uma probabilidade relevante de ocorrência de variações de magnitude suficiente para descaracterizar os resultados da modelagem do RCM adotada pela ANP, em razão da baixa maturidade da avaliação da ANP quanto aos critérios de engenharia específicos do gasoduto da TAG quando da escolha dos parâmetros.

178 É recomendada a elevação da maturidade de tal análise a partir da adoção de bases de precificação adicionais e sensibilização de parâmetros à condições de implantação específicas do contexto operacional do objeto em análise.

(d) DA INCOMPATIBILIDADE DO BENCHMARK ADOTADO COM OS CUSTOS REAIS DE IMPLANTAÇÃO DE GASODUTOS NO BRASIL

179 A fragilidade do parâmetro central da modelagem CRN é evidenciada, adicionalmente, pelo confronto com dados produzidos pela própria ANP. Em setembro de 2019, a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação da ANP ("SIM"), mesma unidade responsável pela elaboração da

Nota Técnica n.º 15/2026-SIM-CTR/ANP objeto deste Parecer, publicou a Nota Técnica nº 015/2019-SIM⁷⁸, intitulada "Análise Estatística de Custos de Implantação de Oleodutos e Gasodutos no Brasil" ("NT 015/2019-SIM"). Referido estudo compilou e sistematizou os custos de implantação de 31 instalações dutoviárias (14 gasodutos e 17 oleodutos) que tramitaram ou que foram protocolados na ANP entre 2004 e 2019, com valores atualizados pelo IGP-M para julho de 2019 e convertidos para dólares americanos pela cotação de R\$ 4,00/US\$.

180 Os resultados apurados na NT 015/2019-SIM revelam que o custo médio de implantação de gasodutos no Brasil, apurado a partir de dados declarados em processos regulatórios da própria ANP, é de **US\$ 79,42/m.pol**, com desvio-padrão de US\$ 45,53/m.pol, equivalente a 57% da média, confirmando a elevada dispersão intrínseca desse indicador. Mesmo após a exclusão de *outliers* reconhecidos pela ANP, o custo médio se mantém em **US\$ 79,67/m.pol**, com desvio-padrão residual de 35% da média.

181 Entre os gasodutos nordestinos presentes na amostra (os mais comparáveis, geograficamente, aos ativos da Malha Nordeste da TAG), os custos por metropol foram de US\$ 68,95/m.pol (Gasoduto Guamaré–Cabo), US\$ 81,53/m.pol (Gasoduto Nordeste II — Trecho Pilar–Ipojuca) e US\$ 69,94/m.pol (Ramal FAFEN–SERGÁS), com média próxima a US\$ 73,5/m.pol.

182 A contradição é de natureza interna à Agência: a NT 015/2019-SIM foi elaborada pela mesma unidade técnica da ANP responsável pelo modelo ora analisado, utilizando dados obtidos em processos regulatórios conduzidos pela própria Agência. Ao definir, na NT 15/2026, o benchmark de custo unitário exclusivamente com base em dados norte-americanos da EIA (sem qualquer menção ou confronto com as estatísticas brasileiras de que dispunha), a ANP ignorou evidências sistematizadas pela própria SIM que indicavam custos de implantação de gasodutos no Brasil.

183 A ausência de justificativa para essa opção metodológica não atende ao dever de motivação das decisões regulatórias e impede a verificação da razoabilidade do valor escolhido. Acresce que a NT 015/2019-SIM reconhece expressamente que *"a alta variabilidade de custos não decorre somente do conjunto reduzido de amostras, mas também pela natureza diversa dos diferentes projetos de dutovias, tanto no Brasil como no mundo"* e que *"é correto afirmar que não se esperariam*

⁷⁸ ANP. Nota Técnica nº 015/2019-SIM: *Análise Estatística de Custos de Implantação de Oleodutos e Gasodutos no Brasil*. Superintendência de Infraestrutura e Movimentação. Rio de Janeiro: ANP, 19 set. 2019.

faixas muito estreitas ou precisas de valores de construção dessas instalações"⁷⁹, conclusão que corrobora, de forma independente, a natureza de Classe 5 da estimativa paramétrica adotada, nos termos da Prática Recomendada 18R-97 da AACE.

5.3.2. DO MÉTODO DE DEPRECIAÇÃO INTEGRAL DE ATIVOS OPERACIONAIS

184 O modelo aplica aos ativos pré-2006 uma formulação de depreciação baseada em vida útil regulatória de 30 anos a partir da data de imobilização. A análise das fórmulas aplicadas na aba "CRN_Nordeste" revela que, para determinados ativos com data de imobilização anterior a 1976, o valor do ativo depreciado resultante é nulo ou próximo de zero, decorrência da aplicação integral da vida útil regulatória prevista. A consequência prática é que esses ativos, **embora permaneçam em operação e detenham valor econômico e funcional reconhecível, são registrados com valor residual zero** na base de custo do modelo, reduzindo artificialmente a BRA reconhecida. Cumpre observar que a manutenção de ativos com plena capacidade operacional, e cujo valor de reposição permanece relevante, com valor contábil nulo, não reflete a realidade econômica desses investimentos, especialmente em infraestruturas de longa vida útil como gasodutos.

185 Esta prática é objeto de discussão da aplicação de métodos como o CHCI e CRN considerando depreciações de ativo em diversos países, sendo relevante destacar a experiência europeia que reconhece a necessidade de avaliação da depreciação a partir da vida útil dos ativos, havendo grande variabilidade entre países membros da União Europeia, com vidas úteis regulatórias consideradas de até 90 anos, tendo como média 40 a 50 anos em gasodutos.

⁷⁹ Páginas 20 e 21 da NT015/2019-SIM.

There is broad consensus among the NRAs regarding the depreciation approach, in that **all jurisdictions apply the straight-line methodology** (that is, asset costs are spread evenly over the defined useful life of the assets). The only exception to this general rule are Belgium and Great Britain which use declining balance (or accelerated) depreciation for a “limited number of installations” and for older assets, respectively.

However, while the methodology employed for depreciation is the same, **the defined asset lives vary widely among the EU member states** and NRAs. Table 20 shows the asset lives adopted for some of the main gas TSO asset classes, namely pipelines, compressors, controllers and SCADA/telecoms. **Given that most NRAs also stated that depreciation is not used for the purposes of reprofiling revenues or tariffs, these ostensibly represent different views about the useful life of the assets.** As shown in the table:

- ❑ **Pipeline** asset lives range from **30 to 90 years**, with most NRAs clustered around **40-50-year lives**
- ❑ **Compressor** asset lives range from **12 to 65 years**, with most NRAs employing 20-30-year lives
- ❑ The asset lives of **controllers and metering stations** range from **9 to 45 years**, with perhaps 20-30 years representing the most common range (but there is much variation around this)

Figura 14 - ECA Final Report 2018 - Avaliação Europeia Sobre Métodos de Análise de Ativos⁸⁰

186 A partir do supra exposto, tem-se que a ANP mescla a aplicação do RCM à conceitos intrínsecos do CHCI e CRN para a apuração de ativos sem dados contábeis rastreáveis, porém sem adentrar em minúcias técnicas necessárias à adoção destes métodos, como a definição da vida útil adequada para os ativos.

187 Cumpre observar que a inadequação do tratamento conferido à depreciação não se restringe à definição da vida útil, alcançando também a forma da curva de depreciação adotada. O próprio relatório da ECA, referenciado acima, reconhece, em sua Seção 5.4⁸¹, que a depreciação da base de ativos comporta diferentes perfis, a *“straight-line depreciation, a declining balance and sculpted profiles”*, os quais produzem distintos ritmos de recuperação do custo do ativo ao longo do tempo. O mesmo relatório destaca que o método de depreciação deve refletir *“the pattern in which the*

⁸⁰ <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Consultant%20Report.pdf>, página 33

⁸¹ Economic Consulting Associates. *Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs) – Final report*. Submetido à ACER, set. 2018, Seção 5.4 (“Depreciation of the RAB”), p. 34. Acessado em: 30/06/2026. Disponível em: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Consultant%20Report.pdf>.

asset's economic benefits are consumed by the entity" (IAS 16.60), ou seja, há de corresponder ao padrão efetivo de fruição dos benefícios econômicos do ativo, e não a uma simples convenção de redução uniforme.

188 Sob esse referencial, a adoção exclusiva da depreciação linear pela ANP mostra-se pouco aderente à realidade dos ativos de transporte de gás natural. O método linear pressupõe que o ativo perca valor em ritmo constante a cada ano, hipótese que não corresponde ao padrão de consumo dos benefícios econômicos de infraestruturas dutoviárias: tais ativos, quando adequadamente mantidos, preservam a quase totalidade de sua capacidade funcional e de seu valor econômico durante a maior parte de sua vida útil, sofrendo perda mais acentuada apenas ao se aproximarem do esgotamento técnico. A combinação de uma curva linear com vida útil regulatória de apenas 30 anos antecipa, assim, a redução do valor do ativo e conduz ao registro de valor residual nulo para ativos que permanecem plenamente operacionais.

189 Existem, contudo, abordagens alternativas mais convincentes para esse tipo de ativo, já admitidas na prática regulatória internacional. Entre os perfis não lineares (*sculpted profiles*) reconhecidos pela ECA, destaca-se a possibilidade de uma curva de natureza quadrática, na qual a depreciação é menor nos primeiros anos e cresce ao longo do tempo, acompanhando a aceleração da perda de valor à medida que o ativo se aproxima do fim de sua vida útil. Um perfil dessa natureza preserva parcela substancialmente maior do valor do ativo durante sua fase produtiva — a título ilustrativo, decorridos 30 anos sobre uma vida útil de 50 anos, compatível com a média europeia de 40 a 50 anos anteriormente referida, um perfil quadrático reconheceria cerca de 64% do valor inicial do ativo, ante 40% pela curva linear de mesma vida útil e 0% pela curva linear de 30 anos adotada pela ANP. Tal abordagem, sem eliminar a depreciação nem prolongar indevidamente a remuneração - pois converge igualmente a valor residual nulo ao término da vida útil técnico-econômica -, reflete de forma mais fiel o padrão de fruição dos benefícios econômicos preconizado pela IAS 16.60, mostrando-se mais adequada do que o método linear empregado pela ANP e merecendo ser considerada em sua modelagem.

190 Em especial sobre a limitação supra, destacam-se ativos da TAG anteriores à 2006 que foram integralmente depreciados por depreciação regulatória, contando com valor residual nulo, mesmo que permaneçam em operação (vida útil técnica), devendo este ponto ser observado pela ANP em sua modelagem.

191 Por fim, registra-se que a relação de investimentos e ativos considerada na presente análise se encontra detalhadamente mapeada no Anexo III, base de dados disponibilizada pela TAG, especificamente na aba "3.1 - CAPEX_BRA_R2", na "Tabela Dados Ativo por ativo Contabilidade - Posição Dez/25 - Moeda Corrente", que consolida as informações utilizadas como referência nesta avaliação. O referido mapeamento, detalhado ativo a ativo, confere rastreabilidade às informações que fundamentam as conclusões deste item, assegurando que a apuração se apoia em base de dados estruturada e consistente.

5.3.3. DO USO DE METODOLOGIAS DISTINTAS PARA VALORAÇÃO DA BASE DE ATIVOS

192 O modelo da ANP adota critérios metodológicos distintos para a valoração dos ativos conforme o período de sua entrada em operação. Para os ativos anteriores a 2006, o modelo emprega abordagem equivalente ao Custo de Reposição Novo ("CRN"), com a determinação do valor baseada em *benchmark* setorial expresso em custo unitário por metro-polegada, conforme detalhado no item anterior. Para os ativos incorporados após 2006, o modelo utiliza o custo de aquisição, conforme registrado nas bases contábeis disponíveis. A adoção de critérios de valoração estruturalmente distintos, sem fundamentação lógica, para ativos que integram a mesma base patrimonial compromete a comparabilidade interna dos valores apurados e pode introduzir distorções na BRA resultante, com possível impacto assimétrico sobre a remuneração do capital reconhecida no modelo.

5.3.4. DA INCONSISTÊNCIA MECÂNICA NA TOTALIZAÇÃO DOS ATIVOS

193 A análise do modelo da ANP identificou falha de classificação na aba "CAPEX_BRA_R2" que impede a correta contabilização de um conjunto de ativos na aba principal "RCM Nominal (R\$)". A coluna "AB - Data_Imobilização" da aba "3.1 - CAPEX_BRA_R2" apresenta uma inconsistência mecânica que se reflete em alguns ativos, os quais não retornam a mesma data de imobilização apresentada na aba "CRN_Nordeste". Ativos como "RAMAL FAFEN-SERGAS", cuja base de dados remete ao primeiro investimento em 25/05/2011 (data da imobilização em 2001, conforme aba "CRN_Nordeste") e "RAMAL RECIFE (LOOP) - VARIANTE DO NORDESTÃO", com primeiro investimento em 01/11/2011 (embora a data da imobilização também conste 2001, conforme aba "CRN_Nordeste"), têm seus valores direcionados para a coluna de "Core Capex" (coluna "AH") em

detrimento da alocação na coluna de "Replacement Capex" (coluna "AI"), cujo propósito é incorporar valores adicionais ao CapEx.

A	B	C	D	E
CUSTO DE REPOSIÇÃO NOVO — MALHA NORDESTE Data-base: 31/12/2012				
Custos unitários: Cat.I=54,4 Cat.II=44,8 Cat.III=39,3 Cat.IV=22,1 (ver aba "Média_P")				
Ativo / Gasoduto	Ano de Operação	Ext. (km)	Diâm. (pol)	Cat.
Candeias-Aratu 12"	1970	22,1	12	II
Sergipe-Bahia (GASEB)	1974	224,9	14	II
Santiago-Camaçari (SAN-CAM) 14"	1975	34,7	14	II
Candeias-Camaçari (CAN-CAM) 12"	1981	37,3	12	II
Guamaré-Cabo (NORDESTÃO)	1986	424,4	12	II
Santiago-Camaçari (SAN-CAM) 18"	1992	34,7	18	II
Guamaré-Pecém (GASFOR)	2000	170/213	10/12	I/II
Pilar-Cabo (GASALP)	2001	204,5	12	II
Ramal FAFEN-SERGAS	2001	21,8	8	I
Loop do Nordeste	2001	31,8	12	II
Ramal Termopernambuco	2003	11,1	16	II
Ramal Termofortaleza	2003	1,5	10	I
Ramal Aracati	2004	6,1	4	I
Ramal Santa Rita	2005	24,7	8	I
TOTAL — MALHA NORDESTE		1.462,56		
> ... O&M e G&A Malha NE (DFs) Conciliação O&M e G&A (DFs) CRN_Nordeste Hi				

Figura 15 - Aba "CRN_Nordeste" aponta data de imobilização de 2001 para o ativo Ramal FAFEN-SERGAS.

	A	G	H	I	AB	AH	AI
1							
2							
3	Nº Ativo	Gasoduto	Contrato	Data de Imobilização	Data Imobilização	Core CAPEX	Replacement CAPEX
1885	102206	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	11.550	0
1886	102207	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	8.663	0
1887	102208	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1888	102209	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1889	102210	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	3.224.889	0
1890	102211	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	11.550	0
1891	102212	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	8.663	0
1892	102213	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1893	102214	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1894	102215	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	126.968	0
1895	102216	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1896	102217	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1897	102218	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1898	102219	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	126.968	0
1899	102220	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1900	102221	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1901	102222	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1902	102223	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	635.275	0
1903	102224	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1904	102225	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	8.663	0
1905	102226	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	11.550	0
1906	102227	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	11.872	0
1907	102228	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	635.275	0
1908	102229	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1909	102230	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	8.663	0
1910	102231	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	11.550	0
1911	102232	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	11.872	0
1912	102233	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	635.275	0
1913	102234	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	14.438	0
1914	102235	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	8.663	0
1915	102236	RAMAL FAFEN-SERGAS	MALHAS NORDESTE	25/05/2011	25/05/2011	11.550	0

Figura 16 - Valores não considerados na aba principal "RCM Nominal (R\$)" por serem considerados como "Core CAPEX" ao invés de "Replacement CAPEX" a partir de erro material da coluna "AB" que considera 2011 como Data de Imobilização.

194 Para os ativos imobilizados antes de 2006, mensurados pelo método CRN, a aba "RCM Nominal (R\$)" não incorpora os valores da coluna "Core Capex" ao cálculo. Por conta disso, os referidos ativos citados acima são integralmente desconsiderados na apuração da base de custo e, consequentemente, no cômputo do valor residual (Additions), que busca valores de "Replacement Capex (coluna "AI")". Outro ponto de inconsistência foi verificado nos dados da Tabela Dinâmica da aba "REPEX", os quais estão desatualizados. Prova disso é que, ao selecionar o campo Dados > Atualizar, os valores e o resultado da BRA pelo RCM são modificados (de R\$ 594.987.000 para R\$ 584.966.000). Nota-se que o impacto é percebido sobre as linhas (variável Relação de Bens e Instalações) de "Linepack" e "Tubulação - Trecho (s) / Ramal (is)", com interferência em diferentes

ativos⁸², sugerindo que a ferramenta de “Tabela Dinâmica” não representa corretamente a base de dados a qual ela se “alimenta”.

195 A correção desta inconsistência, juntamente com a reclassificação da data de imobilização dos ativos citados acima (para 2011, ao invés de 2001) **alteraria a base de mensuração de ativos (de CRN para custo histórico de aquisição)**, com a consequente incorporação ao cálculo dos valores da aba “3.1 – CAPEX_BRA_R2, coluna “Core Capex”, em conjunto com a exclusão da base de cálculo do CRN destes 2 ativos. O resultado aponta um incremento relevante na BRA atual do modelo pelo RCM, **estimado em +98% (de R\$ 584.966.000 para R\$ 1.160.784.000).**

196 Adicionalmente, verificou-se que o ativo GASODUTO ATALAIA ITAPORANGA não foi incorporado na base de CapEx da aba RCM Nominal (R\$), ao passo que o ativo “GASODUTO PILAR-IPOJUCA” não pertence à Malha Nordeste. A correção destas inconsistências, com a correta inclusão/exclusão destes ativos, eleva a BRA do modelo pelo RCM em aproximadamente +R\$ 655.397.000 (de R\$ 1.160.784.000 para R\$ 1.816.181.000).

5.3.5. DA ADOÇÃO DA DATA DE IMOBILIZAÇÃO DO ATIVO COMO REFERÊNCIA PARA A DEPRECIAÇÃO

197 A análise do modelo da ANP identificou que na aba “CAPEX_BRA_R2”, utilizada para o cálculo do valor dos ativos após depreciação, o regulador utiliza como base de cálculo a data de imobilização de cada ativo e não a data de autorização da operação “AO”. No entanto, a própria ANP observou na NT N° 08/2026⁸³, que a data de imobilização pode ser inadequada para a mensuração da base de ativos, conforme seguinte trecho quando adota o método CRN no relatório da consulta pública anterior (grifo da A&M):

“(…) A ANP adota como referência a data efetiva de entrada em operação comercial de cada ativo individual, conforme consignado nas respectivas Autorizações de Operação emitidas pelo regulador.

⁸²Com a atualização da fonte dos dados, impactos foram percebidos sobre as linhas “Linepack” para o ativo “GASODUTO MALHA NORDESTE” e sobre a linha “Tubulação - Trecho (s) / Ramal (is)” sobre os ativos “GASODUTO SANTIAGO-CAMAÇARI 14”, “GASODUTO SERGIPE-BAHIA (GASEB)” e “NAO APLICAVEL”, extraídos da aba “3.1 – CAPEX_BRA_R2”.

⁸³Parágrafos 111 e 112 da NT ANP N° 08/2026, onde a companhia reavalia a base de ativos da transportadora TAG criticando a metodologia adotada pela KPMG no que tange a adoção da data de imobilização como referência para a apuração da depreciação. Acessado em: 10/06/2026. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2026/arquivos/cp-03-2026/sei_5733157_nota_tecnica_8.pdf

Esse é o único marco temporal que guarda correspondência causal com o início do consumo econômico do ativo, isto é, com o desgaste físico decorrente do uso, a exposição à ação da natureza e o processo de obsolescência tecnológica. 112. Em contraste, a KPMG utilizou datas individualizadas extraídas da base contábil da TAG, associadas a registros de imobilização ou capitalização interna. Essas datas não foram validadas perante a ANP nem confrontadas sistematicamente com os atos autorizativos oficiais. Conforme demonstrado na Subseção 2.4.3, há divergências materiais entre as datas constantes da planilha de avaliação e aquelas registradas nas Autorizações de Operação. A utilização de datas contábeis como marco inicial da depreciação desloca o ponto de partida do consumo econômico, podendo reduzir artificialmente o tempo de operação considerado e, por consequência, elevar o valor residual regulatório do ativo.”

198 Verifica-se, portanto, uma divergência metodológica interna da ANP com sua própria metodologia: apesar de reconhecer explicitamente a data de AO como marco de referência mais adequado, o próprio modelo da ANP não adota esse critério de forma consistente para os ativos pós-2006. A análise da Tabela 2 da NT N° 08/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, identifica seis ativos para os quais a data de AO é anterior à data de imobilização registrada no modelo⁸⁴. Para cada um desses ativos, a adoção da data de imobilização em lugar da data de AO retarda o início do cômputo do capital recuperado, subestimando o período de uso econômico do ativo e, consequentemente, reduzindo o montante de capital que o modelo reconhece como já recuperado pelas receitas históricas, com impacto direto sobre o saldo residual da BRA e sobre a tarifa resultante.

199 Além dos seis ativos, dois ativos classificados no modelo como pré-2006 e valorados pelo método CRN recebem tratamento metodologicamente distinto quando se considerado a data de AO como referência base. O Ramal FAFEN-SERGAS e o Loop do Nordeste têm datas de AO de 2009 (N°444/2009) e 2010 (N°561/2010), respectivamente, conforme igualmente constante da Tabela 2 da NT N° 08/2026. Isso significa que, na data-base de 2006, esses ativos ainda não haviam entrado em operação, não podendo, portanto, ser reconhecidos como integrantes da base de ativos naquele ano. A inclusão desses ativos na base de 2006 antecipa artificialmente sua entrada na base de custo do modelo, atribuindo-lhes um valor de reposição antes que qualquer fato gerador de uso econômico

⁸⁴ : (i) GASEL, com AO (N°16/2018) em 2008 e imobilização em 2009; (ii) Carmópolis-Pilar, com AO (N°299/2007) em 2007 e imobilização em 2008; (iii) Catu-Itaporanga, com AO (N°421/2008) em 2008 e imobilização em 2009; (iv) Itaporanga-Carmópolis, com AO (N°298/2007) em 2007 e imobilização em 2009; (v) EDG Catu, com AO (N°409/2007) em 2007 e imobilização em 2009; e (vi) EDG Pilar, com AO (N°450/2008) em 2008 e imobilização em 2009.

tivesse ocorrido. O tratamento consistente com a própria lógica da metodologia adotada pela ANP, seria reconhecer esses ativos nos anos de suas respectivas AOs (2009 e 2010), pelo custo contábil, e não pelo valor estimado em 2006. Essa correção altera a trajetória de acumulação do capital e, consequentemente, o saldo residual da BRA apurado pelo modelo.

200 Em exercício de simulação realizado, a utilização da data da AO em substituição à data de imobilização reflete um incremento de +R\$ 3.030.028.000 (ou +167%) sobre o valor da BRA já corrigida apurada no tópico anterior.

5.3.6. DA INCONSISTÊNCIA MECÂNICA NA TOTALIZAÇÃO DAS REDUÇÕES

201 A Linha 52 da aba "RCM Nominal (R\$)", destinada ao registro das baixas de ativos ao custo (*Disposals at cost*), contém referência de fórmula inválida, identificada como erro "#REF!". Em decorrência do uso da função SEERRO (*IFERROR*) como envoltório da fórmula com defeito, o modelo retorna o valor zero para essa linha em todos os exercícios da série histórica (2006-2025), suprimindo integralmente o registro das alienações de ativos da base de custo.

202 A verificação das Demonstrações Financeiras auditadas da TAG confirma que a empresa registrou baixas de ativos imobilizados nos exercícios abrangidos pela análise, conforme detalhado nas respectivas notas explicativas de movimentação do imobilizado disponíveis no data room. Por outro lado, a própria NT-15/2026 afirma que não há baixas na Malha Nordeste⁸⁵.

203 Neste sentido, observa-se que as Demonstrações Financeiras não detalham, em nível granular, essas informações para fins de verificação da veracidade dessa afirmação. Por fim, a exclusão dessas baixas da base de custo resulta na representação incorreta do ativo ao longo de toda a série, com impacto direto sobre o Capital Recuperado apurado e, consequentemente, sobre o valor residual calculado em detrimento do transportador.

⁸⁵ Página 57, sessão 11.1.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
39		Condiçantes Ambientais		10.125	0	0	0	0	0	0	0
40		Estação (ões) de Compressão		143.484	0	0	0	0	0	0	0
41		Estação (ões) de Medição / Estação (ões) de Regulagem de Pressão		95.490	0	10.060	0	0	4.837	22.453	4.082
42		Imóveis / Edificações / Benfeitorias		26.255	0	0	0	11.195	2.163	0	826
43		Infraestrutura de TI (Equipamentos e Instalações de Processamento de Dados)		92.863	0	0	0	0	0	0	0
44		Linepack		41.304	0	0	0	0	0	0	0
45		Máquinas e Equipamentos Operacionais		27.833	0	0	0	0	0	0	0
46		Pig Instrumentado		11.876	0	0	0	0	0	0	0
47		Ponto de Interconexão (entre transportes)		0	0	0	0	0	0	0	0
48		Ponto(s) de Entrada		0	0	0	0	0	0	0	0
49		Ponto(s) de Saída		204.621	2.292	0	8.185	0	19.942	62.696	11.287
50		Service Exchange (Overhaul)		76.981	0	0	0	0	0	0	0
51		Tubulação - Trecho (s) / Ramal (is)		425.940	2.594	6.570	4.489	13.112	133.467	0	3.806
52	Reduções	Disposal at cost (Alienações ao custo)		0	0	0	0	0	0	0	0
53		Cost base (Base de custo)		4.753.336	1.138.293	16.630	600.078	1.707.520	204.859	129.970	21.490
54		Total de ativos = Base de custo		4.753.336	1.138.293	16.630	600.078	1.707.520	204.859	129.970	21.490

Figura 17 - Representação de erro mecânico da fórmula (#REF)

5.4. PREMISSAS FINANCEIRAS

5.4.1. PREMISSA WACC

204 O modelo da ANP aplica, para o cálculo do retorno sobre o capital ao longo da série histórica de 2006 a 2025, taxas reais de custo de capital que variam ano a ano. Para o subperíodo de 2006 a 2013, o WACC real é calculado pelo modelo com base no método CAPM (Capital Asset Price Model) adaptado para países emergentes, conforme NT nº 27/2006-SCM, utilizando parâmetros de mercado atualizados para cada exercício, nomeadamente a Taxa Livre de Risco ("TLR") derivada dos títulos do Tesouro americano de 10 anos e o Risco Brasil ("EMBI+"), ambos apurados como médias móveis de 10 anos. Como resultado dessa construção, o WACC em termos reais (US\$) resultante apresenta variação material ao longo do período: o cenário máximo utilizado pelo modelo registra 11,87% em 2006, reduzindo-se progressivamente até 6,86% em 2013. Para o subperíodo de 2014 a 2025, o modelo deixa de considerar o método CAPM e adota valores fixos de 7,15% ao ano (2014-2018) e 7,25% ao ano (2019-2025).

205 A A&M questiona a adequação do uso de taxas de retorno variáveis calculadas a partir de parâmetros históricos de mercado para um exercício retroativo de apuração de capital recuperado, pelos seguintes fundamentos:

206 A utilização de um WACC predefinido na data da decisão de investimento é a abordagem economicamente consistente com a formação de expectativas do investidor. Em projetos de longo prazo, o capital é comprometido com base nas condições de mercado vigentes naquele momento,

que determinam o custo de oportunidade e o prêmio de risco requerido. Assim, é essa taxa que baliza a decisão e que deve servir de referência para a remuneração ao longo de todo o horizonte do investimento.

207 A adoção de múltiplos WACCs ao longo do período, com base em sucessivas revisões metodológicas ou mudanças nas condições de mercado, rompe essa consistência ao introduzir uma lógica *ex post* na avaliação dos retornos não previstos na decisão do investimento. Essa prática faz com que a remuneração do capital passe a refletir condições posteriores, frequentemente mais favoráveis, que não estavam disponíveis nem eram antecipáveis no momento da decisão, resultando em uma compressão artificial do retorno esperado.

208 Tal abordagem transfere ao investidor um risco adicional de reavaliação das condições de remuneração, elevando a incerteza e o risco do investimento. Em contraste, a adoção de um WACC predefinido preserva a estabilidade das regras econômicas, assegura alinhamento entre decisão e retorno e contribui para um ambiente mais previsível e eficiente de alocação de capital.

209 A adoção, pela ANP, de uma trajetória retrospectiva de WACC para o período compreendido entre 2006 e 2026 carece de fundamento contratual e econômico. Os contratos de transporte da TAG, celebrados com vigência de 20 anos, não preveem qualquer mecanismo de revisão periódica da remuneração do capital, tampouco estabelecem metodologia que permita a reconstrução *ex post* de uma série histórica de custos de capital para fins de redefinição da remuneração dos investimentos realizados. As condições econômicas que embasaram a celebração dos contratos e a formação das tarifas pactuadas refletiam as expectativas de mercado, os riscos percebidos e o custo de capital vigentes à época da contratação, constituindo elementos integrantes da equação econômico-financeira originalmente acordada entre as partes no momento da celebração dos contratos.

210 Como pode ser observado no próprio contrato Malhas NE (Figura 18), mesmo em casos de expansão posteriores a assinatura do contrato, o mesmo prevê que as **tarifas utilizadas devem considerar a mesma rentabilidade**.

Cláusula 11.9. Recálculo da Tarifa de Transporte (“roll-in”).

Em caso de Expansão da Capacidade do Sistema de Transporte por qualquer motivo, uma tarifa teórica relativa a essa ampliação será determinada pelo Transportador, que será calculada considerando-se a mesma rentabilidade e a mesma metodologia adotadas para a determinação da Tarifa de Transporte relativa à Capacidade Contratada de Transporte inicial vigente para este Contrato. Se, e somente se, a tarifa teórica for inferior à Tarifa de Transporte vigente para este Contrato, então esta última será reduzida, de forma que o novo valor da Tarifa de Transporte nos termos deste Contrato seja igual à média entre a tarifa vigente e a tarifa teórica; média essa calculada tomando por base as respectivas capacidades existentes antes e após a Expansão da Capacidade do Sistema de Transporte. Caso a tarifa teórica não seja inferior à Tarifa de Transporte, a Tarifa de Transporte vigente para este Contrato será mantida, enquanto a tarifa teórica será aplicada à capacidade incremental decorrente de tal Expansão da Capacidade do Sistema de Transporte.

Caso algum carregador (que não seja o Carregador) celebre um contrato para Serviço de Transporte Firme relativo a uma capacidade de transporte acima da Capacidade de Transporte que não tenha sido resultado de uma Expansão da Capacidade Contratada do Sistema de Transporte, a Tarifa de Transporte será recalculada para contemplar a nova capacidade contratada de transporte adicionada à Capacidade Contratada de Transporte, considerando-se a mesma rentabilidade e metodologia adotada para determinar a Tarifa de Transporte relativa à Capacidade Contratada de Transporte inicial, a fim de se determinar uma nova tarifa de transporte. Tal nova tarifa de transporte deverá ser igualmente aplicada a todos os carregadores e substituirá a Tarifa de Transporte deste Contrato.

Figura 18 - Cláusula 11.9 do Primeiro Contrato Malhas NE, de 1º de julho de 2003⁸⁶.

211 Sob a perspectiva financeira, o WACC representa uma estimativa do retorno requerido pelos investidores em determinado momento, considerando as condições de mercado e os riscos então observáveis. Sua utilização para reconstituir, retrospectivamente, a remuneração adequada do capital ao longo de vinte anos pressupõe o conhecimento *ex post* de informações que não estavam disponíveis aos agentes econômicos no momento das decisões de investimento e contratação. Tal abordagem introduz um viés retrospectivo incompatível com a lógica de formação de preços em mercados reais, nos quais os investimentos são realizados com base nas expectativas existentes à época, e não a partir de informações posteriormente observadas.

212 A aplicação retroativa de uma trajetória de WACC não prevista contratualmente altera premissas econômicas fundamentais que serviram de base para a celebração dos contratos,

⁸⁶ A&M 2 – Contrato Malhas NE, fornecido pela TAG, Cláusula 11.9. Arquivo “1. GTA NE 2003-07-01”.

promovendo uma revisão *ex post* da remuneração do capital originalmente incorporada às tarifas negociadas entre as partes. Essa abordagem poderia contrariar os princípios da segurança jurídica, da estabilidade regulatória e da preservação das condições econômicas que orientaram a tomada de decisão dos investidores, ao substituir critérios efetivamente considerados no momento da contratação por parâmetros construídos retrospectivamente pela regulação.

213 Dessa forma, a utilização de uma série histórica de WACC definida *ex post* para o período contratual não encontra amparo na estrutura contratual vigente nem nas premissas econômicas que fundamentaram os investimentos realizados, introduzindo um elemento de discricionariedade regulatória capaz de distorcer a expectativa de remuneração do capital efetivamente assumida pelos agentes à época da contratação. Nesse sentido, entende-se pertinente que a ANP apresente a fundamentação técnica e regulatória para a adoção de WACCs históricos variáveis no contexto de uma metodologia prospectiva como o RCM.

5.4.2. DEFASAGEM TEMPORAL NA APLICAÇÃO DAS PREMISSAS NOMINAIS

214 O modelo da ANP apresenta defasagem temporal sistemática de um período na aplicação das principais premissas nominais. A defasagem é verificada nas séries de IGP-M (Linha 71), IPCA (Linha 72) e Taxa de Câmbio (Linha 73), que utilizam os valores do exercício anterior em lugar dos valores do exercício corrente. A ausência de documentação que justifique a adoção deliberada de tal convenção, seja pela referência ao regime de início de período ou por outro critério técnico estabelecido em normativo regulatório, impede a verificação da consistência metodológica entre a abordagem adotada e os normativos de referência. Em períodos de variação relevante dos índices, a defasagem de um período pode não ser neutra em termos de impacto sobre o capital recuperado calculado.

5.5. RECEITA

215 A ANP estima a receita da Malha Nordeste a partir das tarifas contratuais históricas aplicadas ao volume de capacidade contratada pela Petrobras, reajustadas pelo IGPM, sendo essa uma abordagem *ex-ante* que, em vez de apurar o fluxo financeiro efetivo, reconstrói uma receita regulatória hipotética com base em parâmetros contratuais. A escolha desta abordagem torna-se

questionável, principalmente quando confrontada com o tratamento metodológico conferido ao OPEX.

216 Como visto anteriormente, para os custos operacionais a ANP adota critério distinto conforme o período: entre 2008 e 2017, utiliza os valores contratuais pagos pela Petrobras à TAG (dados oriundos do SAP), com aplicação de fator de gross-up; de 2018 a 2025, adota os custos apurados nas Demonstrações Financeiras auditadas da TAG e para 2006 e 2007 replica os valores do ano de 2008, com ajuste proporcional ao tamanho da malha (km). Isto é, enquanto baseia-se em um híbrido de realizações efetivas e projeções contratuais para o OPEX, a receita, por sua vez, permanece integralmente ex-ante ao longo de todo o horizonte analisado. Receita e custo são, portanto, tratados por critérios sistemicamente distintos sem qualquer justificativa metodológica que ampare a assimetria. Mais relevante: mesmo que se aceite a perspectiva ex-ante para a receita, **o modelo não utiliza a base de dados disponível e comparável ao critério adotado no período 2008-2017 para o OPEX**, qual seja, os **registros de pagamento efetivo da Petrobras à TAG**⁸⁷, que constam na aba "Dados históricos de PGTO (PBR)", do próprio modelo. A adoção dessa fonte resultaria em um incremento à **BRA pelo método RCM superior, de aproximadamente +R\$ 0,5 bilhão**, evidenciando que a assimetria metodológica impacta materialmente o resultado do modelo em desfavor da transportadora.

217 Por fim, superada a fragilidade quanto à informação de entrada no modelo para a receita, cabe neste ponto esclarecer a natureza dos índices de preços envolvidos na atualização monetária das grandezas do modelo, em especial o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)⁸⁸ e o Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M)⁸⁹. Tal informação é relevante uma vez que o índice, na modelagem adotada pela ANP, é uma variável de elevadora importância de adequação de valores no tempo.

⁸⁷ Além dos dados constantes no modelo financeiro, não foram identificadas, junto à ANP, informações adicionais com maior nível de detalhamento ou caráter elucidativo acerca dessa base de dados.

⁸⁸ IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. *Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)*. Acessado em: 30/06/2026. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html>.

⁸⁹ FGV IBRE – Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas. *Metodologia do Índice Geral de Preços – Mercado (IGP-M)*. Acessado em: 30/06/2026. Disponível em: <https://portalibre.fgv.br/sites/default/files/2020-03/metodologia-igp-m-jul-2019.pdf>.

218 O IPCA, calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e adotado como índice oficial de inflação pelo governo federal para fins de política monetária e do regime de metas, mede a variação de preços de uma cesta de produtos e serviços consumida no varejo pelas famílias com rendimento entre 1 e 40 salários-mínimos, refletindo, portanto, a inflação ao consumidor final.

219 O IGP-M, por sua vez, é calculado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV) e resulta da média ponderada de três índices que captam a variação de preços em diferentes estágios da cadeia econômica: o Índice de Preços ao Produtor Amplo (IPA-M), com peso de 60%; o Índice de Preços ao Consumidor (IPC-M), com peso de 30%; e o Índice Nacional de Custo da Construção (INCC-M), com peso de 10%. Diferentemente do IPCA, restrito ao consumo das famílias, o IGP-M incorpora de forma preponderante a variação dos preços no atacado e dos custos da construção civil, sendo, por essa razão, o índice usualmente empregado no reajuste de contratos de longo prazo e de tarifas de serviços públicos⁹⁰.

220 No caso concreto, o IGP-M é o próprio índice de reajuste previsto nos contratos de transporte da Malha Nordeste e adotado pela ANP na recomposição das tarifas, além de melhor refletir a estrutura de custos de uma infraestrutura intensiva em capital, cujos ativos e investimentos se associam a preços de bens de produção e de construção, e não ao consumo varejista das famílias. **Por essas razões, entende-se que o IGP-M constitui o índice mais aderente à atualização das grandezas pertinentes à apuração da BRA no presente Parecer.**

5.6. CONCLUSÃO DA ANÁLISE CRÍTICA DA APLICAÇÃO DO RCM À TAG

221 Os pontos identificados e analisados nos tópicos anteriores revelam um conjunto de inconsistências metodológicas e de premissas que introduzem distorções no resultado apurado pelo modelo apresentado pela ANP. Em conjunto, tais inconsistências tendem a subestimar o custo operacional reconhecível, a superestimar o Capital Recuperado e a reduzir o valor residual da BRA apurada em detrimento da TAG. Os potenciais impactos da utilização destes critérios serão testados e apresentados no capítulo a seguir, por meio de sensibilidades às premissas atribuídas na modelagem.

⁹⁰ Conforme o IBGE, "o IGP-M [...] é comumente usado para contratos de aluguel, seguros de saúde e reajustes de tarifas públicas". IBGE – *Inflação*. Acessado em: 30/06/2026. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>.

6. DEMONSTRAÇÃO PRÁTICA DE LIMITAÇÕES: APLICAÇÃO DA METODOLOGIA RCM PARA O CONTRATO MALHAS NORDESTE PELA A&M

222 Com o objetivo de avaliar a sensibilidade dos resultados da BRA da presente revisão tarifária às principais premissas adotadas, este capítulo apresenta uma análise probabilística baseada na Simulação de Monte Carlo⁹¹. O método consiste na realização de um elevado número de iterações, nas quais os parâmetros de entrada variam dentro de intervalos previamente definidos, permitindo a obtenção de uma distribuição probabilística dos resultados possíveis. A utilização dessa técnica permite quantificar os impactos das incertezas associadas às premissas do modelo sobre a BRA, evidenciando a amplitude de resultados que pode ser obtida a partir de diferentes combinações de parâmetros. Sua adoção se justifica pela capacidade de avaliar simultaneamente múltiplas variáveis e capturar os efeitos combinados de suas variações ao longo de todo o período analisado. Para a parametrização das distribuições de probabilidade, adotou-se a distribuição triangular, caracterizada pela definição de três pontos: um valor mínimo, um valor máximo e um valor mais provável.

223 As variáveis submetidas à análise de sensibilidade foram selecionadas em razão de sua materialidade sobre o resultado final da BRA e de sua suscetibilidade a interpretações ou bases de dados alternativas que o regulador poderá considerar, incluindo:

- i. a Receita, avaliada sob três cenários possíveis - a partir de (i) Demonstrações Financeiras da TAG; (ii) a partir dos dados históricos de pagamentos da Petrobras (SAP); e (iii) a partir das tarifas contratuais (cenário base utilizado no modelo);
- ii. o Benchmark de CapEx para o CRN, com sensibilização restrita à Categoria II de diâmetros, por ser aquela de maior representatividade no portfólio de ativos da TAG;
- iii. o OPEX dos anos de 2006 e 2007, período base de referência cujos valores apresentam particularidades que justificam a análise de sua influência sobre o resultado;
- iv. o Fator de Gross-up do OPEX, avaliado em dois cenários - utilizando o mesmo conjunto de rubricas adotado pela ANP e utilizando o conjunto de rubricas que esta consultoria entende ser o metodologicamente adequado; e

⁹¹ A&M 3 - MODELAGEM RCM A&M COM CENÁRIOS E PREMISSAS DIVERSAS

224 Além das variáveis acima, submetidas à análise probabilística, este capítulo avalia de forma específica a data de referência adotada para o cálculo da depreciação dos ativos. Conforme detalhado no item 5.3.5, o modelo da ANP inicia a depreciação a partir da data de imobilização contábil, ainda que a própria Agência reconheça a data de entrada em operação comercial ou AO como o marco técnico mais adequado. Como a imobilização é, em regra, anterior à efetiva entrada em operação do ativo, a adoção dessa data resulta em maior depreciação acumulada e, por conseguinte, em subvalorização da BRA. Em razão de sua materialidade, o impacto da substituição da data de imobilização pela data de AO é avaliado de forma segregada neste capítulo, com caráter determinístico, apartado das variáveis submetidas à Simulação de Monte Carlo.

225 Para cada uma das variáveis, serão apresentadas, nas seções seguintes deste capítulo, as premissas adotadas na definição dos intervalos de variação - incluindo os valores mínimo, máximo e mais provável - acompanhadas dos argumentos que fundamentam logicamente a escolha de cada intervalo. Ao final, serão apresentados os resultados das simulações em dois níveis: primeiro, individualmente para cada variável, de modo a evidenciar o peso relativo de cada fonte de incerteza sobre o resultado; e, em seguida, de forma combinada, com todas as variáveis variando simultaneamente, o que permite estimar o intervalo de valores plausíveis para a BRA considerando o conjunto das incertezas analisadas.

226 Importante sinalizar que, para todos os resultados apresentados abaixo, foram aplicados previamente os fatores de correção da base de ativos explicitados no capítulo anterior, bem como a inclusão dos itens de SCOMP, Seguros e Outros (aluguéis e diversos) no gross-up (item 5.2.1, subitem i). Partindo do valor apresentado pela ANP, de R\$ 594.987.000, a aplicação sucessiva dessas correções — atualização da base de dados, correção da totalização de ativos, inclusão do ativo Atalaia Itaporanga, exclusão do ativo Pilar Ipojuca, gross-up incrementado e reconhecimento

dos arrendamentos de SCOMPs — resulta em um BRA de **R\$ 3.687.643mil** ("Valor com Correções"), que constitui o ponto de partida das sensibilibidades apresentadas a seguir.

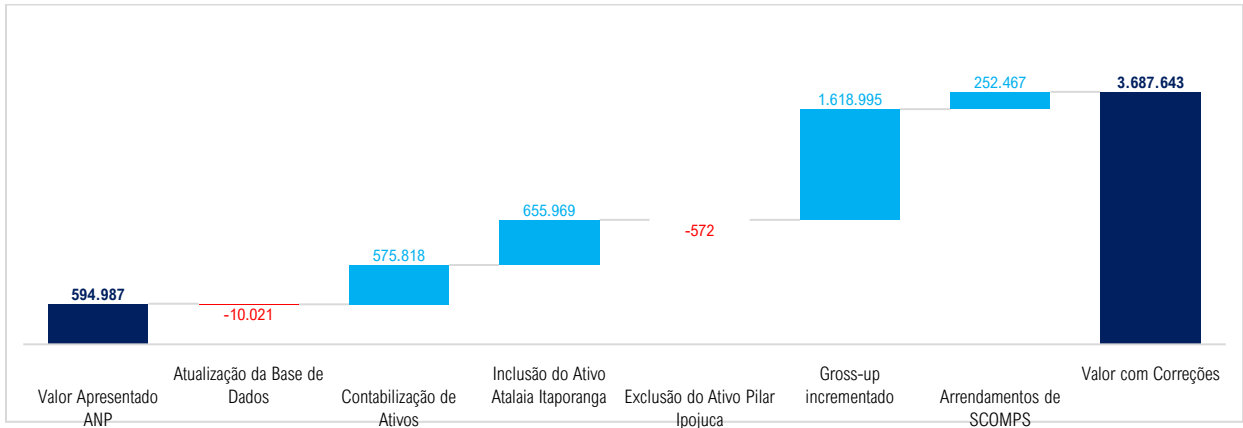


Figura 19 – Correção das inconsistências da BRA pelo método RCM, em R\$ mil

227 Ademais, apenas para a avaliação da sensibilidade do modelo inicial, caso se realize o ajuste da inconsistência interna da ANP ao definir a adoção de data de AO como marco inicial dos ativos, porém não ter adotado este critério para todos os ativos e investimentos analisados, eleva-se o valor da BRA base para **R\$ 6.717.671 mil**, conforme exposto na figura abaixo.

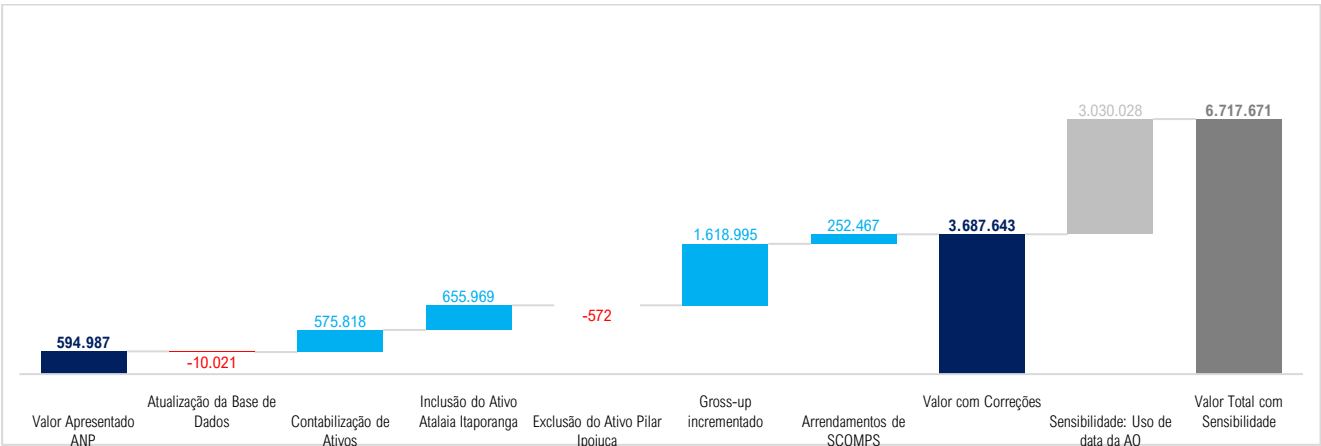


Figura 20 – Correção das inconsistências da BRA pelo método RCM, em R\$ mil

6.1. RECEITA

228 O exercício tem como objetivo avaliar a sensibilidade da BRA pelo método RCM à premissa de Receita adotada no modelo. Para esse fim, foram comparados os valores considerados pela ANP com outras duas alternativas: (i) estimativas derivadas das demonstrações financeiras da TAG; e (ii)

dados históricos de pagamentos da Petrobras (SAP), de modo a mensurar a influência dessa variável sobre o resultado da base regulatória calculada.

229 A primeira alternativa metodológica proposta pela A&M utiliza, para o período de 2018 a 2025, valores de receita obtidos a partir das demonstrações financeiras da TAG como alternativa às receitas consideradas pela ANP. Para tanto, foi utilizada a Receita Bruta dos Serviços reportada pela companhia nas demonstrações financeiras, da qual foram deduzidos os mesmos percentuais de ICMS e PIS/Cofins adotados pela Agência, resultando na Receita Líquida dos Serviços. Em seguida, os valores foram alocados à Malha Nordeste por meio de critério de rateio baseado na participação da extensão da rede em quilômetros. Para os valores de 2006-2018, a receita foi mantida, por falta de granularidade dos dados.

230 A figura abaixo apresenta a comparação entre as receitas anuais consideradas pela ANP e aquelas estimadas pela A&M a partir dos Demonstrativos Financeiros para o período de 2018 a 2025.

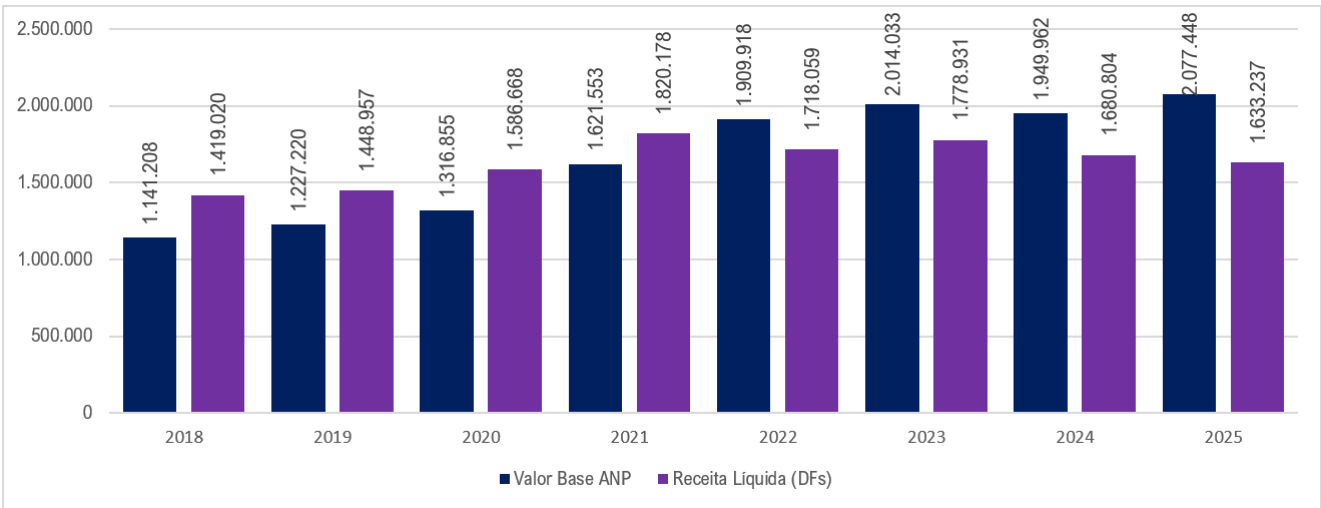


Figura 21 - Comparativo entre valores de Receita adotados pela ANP e alternativa metodológica a partir das DFs, em mil reais nominais.

231 A outra alternativa metodológica consiste na utilização dos dados históricos de pagamentos da Petrobras, oriundos da aba “Dados históricos de PGTO (PBR)” do modelo compartilhado, sendo essa base compatível com a base utilizada para mensuração do OPEX no período 2008-2017. Para

tanto, foram desconsiderados os dados de 2006, 2007, 2008 e 2025 por falta de informações anuais completas.

232 A Figura abaixo apresenta a comparação entre as receitas anuais consideradas pela ANP e aquelas oriundas da base de dados do SAP, para o período de 2009 a 2025.

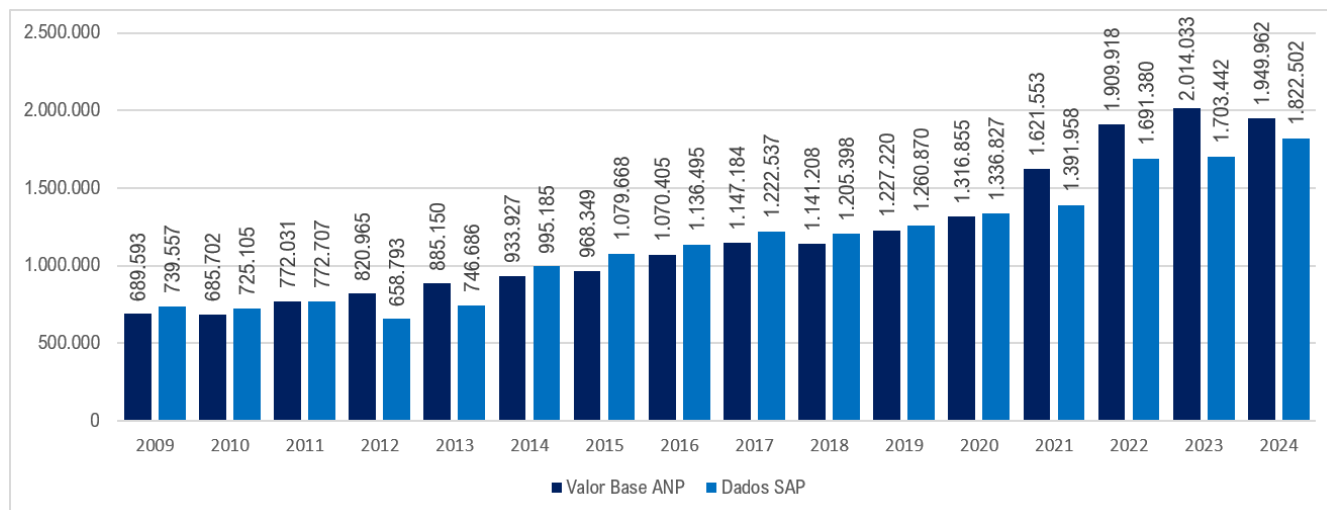


Figura 22 – Comparativo entre valores de Receita adotados pela ANP e alternativa metodológica a partir dos dados do SAP, em mil reais nominais.

6.1.1. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

233 Excepcionalmente, para a variável *Receita*, não foi aplicada Simulação de Monte Carlo, uma vez que a análise contempla apenas três premissas alternativas: (i) a série de receitas adotada pela ANP (valores contratuais); (ii) a série estimada pela A&M a partir das demonstrações financeiras da TAG; e (iii) os dados históricos de pagamentos da Petrobras extraídos do SAP.

234 Nessas condições, a aplicação do método não resultaria na geração de uma distribuição probabilística de resultados, mas apenas na substituição de uma premissa por outra. Assim, a sensibilidade da variável é mais adequadamente representada pela comparação direta entre os valores de BRA obtidos em cada cenário, conforme ilustrado na figura a seguir.

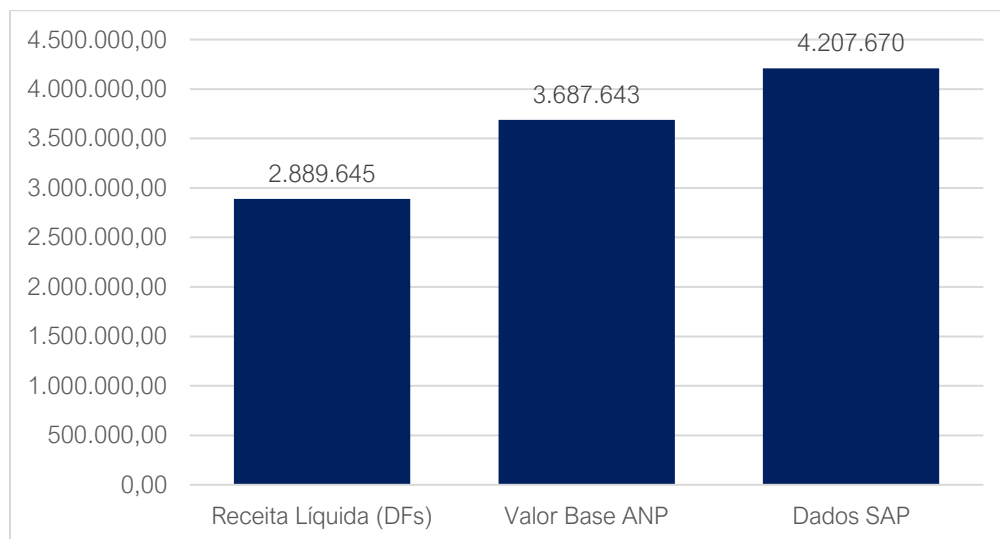


Figura 23 - Resultados da BRA a partir do RCM com sensibilização da receita pelas 3 óticas, em mil reais.

235 A relevância da definição do método adequado para apuração das receitas torna-se evidente no exercício de simulação apresentado. Dependendo do critério adotado, a BRA pode variar significativamente, situando-se entre aproximadamente **R\$ 2,89 bilhões** e **R\$ 4,21 bilhões**, evidenciando elevada sensibilidade do resultado a essa premissa.

6.2. MENSURAÇÃO DE ATIVOS (MÉTODO CRN E BENCHMARKS)

236 Conforme apresentado no capítulo anterior, para estimativa do CAPEX dos projetos anteriores a 2006, a ANP adotou uma metodologia baseada em projetos de referência (*benchmarking*), a partir dos quais foram definidos custos unitários de reposição para os ativos da malha. Os gasodutos foram agrupados em categorias, principalmente em função de suas faixas de diâmetro, sendo calculado para cada grupo um custo unitário expresso em US\$/m·pol, obtido pela razão entre o custo total do projeto e o produto entre sua extensão e diâmetro.

237 A aplicação desses custos unitários constitui uma das principais premissas do cálculo do CAPEX regulatório, uma vez que pequenas alterações nos valores de referência são propagadas por toda a extensão da malha analisada. Em razão dessa relevância, foi realizado exercício de sensibilidade voltado à avaliação dos impactos da variação dos custos unitários adotados pela ANP sobre a BRA calculada.

238 Considerando que a maior parcela da Malha Nordeste está enquadrada na Categoria II, a análise foi concentrada nessa faixa, de forma a avaliar o comportamento do modelo diante de alterações na premissa de benchmark com maior representatividade para os ativos avaliados.

Custos unitários: Cat.I=54,4 Cat.II=44,8 Cat.III=39,3 Cat.IV=22,1 (ver aba "Média_Pond_Categoria (EIA)")						
Ativo / Gasoduto	Ano de Operação	Ext. (km)	Diâm. (pol)	Cat.	US\$/m-pol Pond.	VRN (US\$MM)
Candeias-Aratu 12"	1970	22,1	12	II	44,81	11,86
Sergipe-Bahia (GASEB)	1974	224,9	14	II	44,81	141,09
Santiago-Camaçari (SAN-CAM) 14"	1975	34,7	14	II	44,81	21,74
Candeias-Camaçari (CAN-CAM) 12"	1981	37,3	12	II	44,81	20,06
Guamaré-Cabo (NORDESTÃO)	1986	424,4	12	II	44,81	228,22
Santiago-Camaçari (SAN-CAM) 18"	1992	34,7	18	II	44,81	28,00
Guamaré-Pecém (GASFOR)	2000	170/213	10/12	I/II	54,39/44,81	207,00
Pilar-Cabo (GASALP)	2001	204,5	12	II	44,81	109,97
Ramal FAFEN-SERGAS	2001	21,8	8	I	54,39	9,48
Loop do Nordeste	2001	31,8	12	II	44,81	17,10
Ramal Termopernambuco	2003	11,1	16	II	44,81	7,94
Ramal Termofortaleza	2003	1,5	10	I	54,39	0,82
Ramal Aracati	2004	6,1	4	I	54,39	1,34
Ramal Santa Rita	2005	24,7	8	I	54,39	10,75
TOTAL — MALHA NORDESTE		1.462,56				815,35

Figura 24 - Classificação dos gasodutos da Malha Nordeste por categoria regulatória.

6.2.1. DEFINIÇÃO DOS INTERVALOS PARA SIMULAÇÃO

239 A definição dos intervalos para a simulação foi realizada a partir da própria base de projetos utilizada pela ANP para construção dos benchmarks de custo unitário. Considerando a predominância da Categoria II na Malha Nordeste, a análise foi concentrada nessa faixa. Os limites inferior e superior da simulação foram definidos pelos percentis de 5% e 95% da distribuição dos custos unitários dos projetos de referência utilizados pela ANP, de modo a excluir os 5% menores e os 5% maiores valores e mitigar a influência de observações extremas, permitindo representar de forma mais adequada a variabilidade do conjunto de projetos utilizado pela Agência. Para representar o valor mais provável na distribuição triangular, foi utilizada a mediana dos valores resultantes.

240 Vale ressaltar que o tratamento de observações extremas já foi adotado pela própria ANP na construção da amostra utilizada para definição dos benchmarks de custo. Conforme apresentado

na figura abaixo, a Agência excluiu projetos da base de dados originalmente selecionada, reduzindo a amostra aos empreendimentos considerados representativos para a análise.

Dos 107 elegíveis, 64 dispõem de dados completos nos três campos obrigatórios, e destes são ainda excluídos 3 por custo unitário atípico (*outliers*), resultando na amostra final de 61 projetos

Figura 25 - Exclusão de outliers na amostra de benchmark da ANP. Fonte: ANP, Nota Técnica nº 15/2026.

241 Como consequência da adoção desses percentis, projetos localizados nas extremidades da distribuição não foram considerados na definição dos intervalos de simulação. Os projetos excluídos da análise são, no limite superior, os projetos *Horseshoe Lake Lateral* (A-334) e *NWPL Everett Delta Lateral*, enquanto no limite inferior foram retirados da análise os projetos *Rendezvous Pipeline Lateral* e *MarkWest Pinnacle "Hobbs" Lateral Expansion*. Dessa forma, o intervalo utilizado na análise reflete a variabilidade observada na maior parte da amostra, evitando que casos isolados exerçam influência desproporcional sobre os resultados da sensibilização. Dessa forma, foram utilizados os seguintes valores mínimo e máximo na distribuição triangular: 19,42 US\$/M.pol, e 85,51 US\$/M.pol, respectivamente, sendo a mediana (52,47 US\$/M.pol) o valor mais provável.

6.2.2. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

242 O histograma apresenta a distribuição dos resultados de 100 iterações obtidos para a BRA a partir da variação da premissa de benchmark.

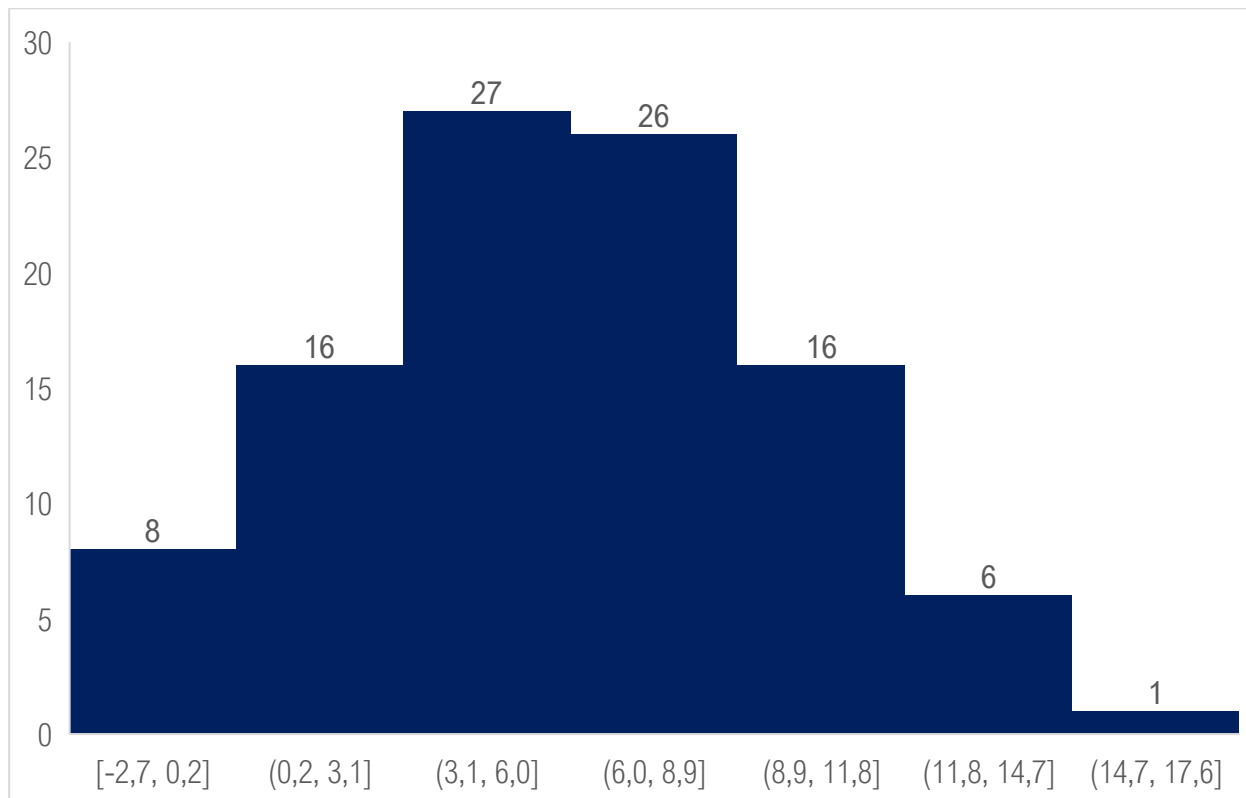


Figura 26- Histograma da Simulação de Monte Carlo (BRA em R\$ bilhões)

243 O histograma apresentado na Figura acima consolida os resultados das 100 iterações realizadas na Simulação de Monte Carlo para o benchmark. Cada barra representa um intervalo aproximado de R\$ 2,9 bilhões no resultado da BRA, enquanto os valores indicados sobre as barras correspondem à frequência de ocorrências observadas em cada faixa.

244 Observa-se concentração dos resultados em torno dos valores centrais da distribuição, com redução gradual da frequência à medida que se aproximam os limites inferior e superior da amostra. A imagem a seguir apresenta os resultados obtidos para valores específicos da distribuição da variável benchmark.

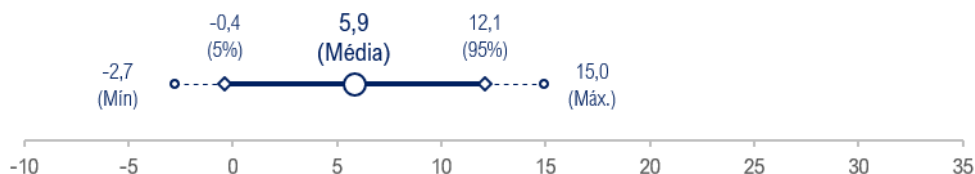


Figura 27 – Resultado do RCM a partir de valores específicos (BRA em R\$ bilhões)

245 Os resultados indicam BRA de aproximadamente R\$ 5,9 bilhões para o valor médio da distribuição, alcançando R\$ 12,1 bilhões no percentil de 95% e -R\$ 0,4 bilhões no percentil de 5%. Nos cenários extremos, os resultados variam de -R\$ 2,7 bilhões a R\$ 15,0 bilhões.

246 A análise evidencia que a seleção dos projetos utilizados na construção dos benchmarks de custo possui influência relevante sobre o resultado do RCM. Ainda que o benchmark adotado pela ANP esteja inserido dentro da faixa observada na própria amostra utilizada pela Agência, diferentes recortes dessa mesma base são capazes de produzir resultados significativamente distintos para a BRA calculada.

6.3. OPEX

247 O OPEX constitui uma das principais variáveis do RCM, influenciando diretamente o cálculo do retorno de capital ao longo do período analisado. Na modelagem desenvolvida pela ANP, os custos operacionais de 2008 a 2017 são baseados em valores históricos informados pela Petrobras, correspondentes aos pagamentos registrados em seu sistema SAP no âmbito do Contrato Malha Nordeste. Para os exercícios de 2006 e 2007, em razão da indisponibilidade de dados consolidados anteriores à implementação do SAP, a Agência estimou os valores a partir do custo operacional unitário ajustado de 2008, expresso em R\$ mil/km de malha. Já para o período de 2018 a 2025, os custos de O&M e G&A foram obtidos das demonstrações financeiras auditadas da TAG, com os ajustes metodológicos definidos pela ANP para exclusão de itens não considerados na composição do OPEX.

248 Em razão dessa diferença de tratamento, a análise de sensibilidade foi concentrada sobre as premissas utilizadas na reconstrução do OPEX histórico. Para os anos de 2008 a 2017, foram avaliadas as variações observadas na própria série utilizada pela ANP. Já para os anos de 2006 e 2007, cujos valores decorrem da aplicação do OPEX ajustado de 2008 de R\$ 55,94 mil/km, os limites da simulação foram definidos a partir dos percentuais de variação obtidos na série histórica subsequente (até 2017). As simulações realizadas são detalhadas a seguir.

6.3.1. DEFINIÇÃO DOS INTERVALOS DE SIMULAÇÃO

249 Para sensibilizar o OPEX dos anos de 2006 e 2007, os intervalos de simulação foram definidos a partir dos valores utilizados pela própria ANP na modelagem do RCM. Inicialmente, os

custos operacionais anuais foram convertidos para uma base unitária (R\$/km) e posteriormente trazidos para termos reais a preços de 2005 por meio do IGP-M.

250 A partir da série de OPEX real observada entre 2008 e 2017, foram identificados os valores mínimo, máximo e médio do custo operacional por quilômetro de malha. Em seguida, foram calculadas as variações percentuais dos valores mínimo e máximo em relação à média da amostra, resultando em desvios de aproximadamente +39% e -16%, respectivamente. Esses percentuais foram aplicados ao custo operacional unitário ajustado de 2008 utilizado pela ANP para estimativa dos exercícios de 2006 e 2007. Os valores unitários resultantes foram posteriormente multiplicados pela extensão da Malha Nordeste em cada exercício (1.504,46 km em 2006 e 1.711,48 km em 2007) permitindo a obtenção dos limites mínimo e máximo utilizados na simulação para esses anos.

251 Adicionalmente, foram consideradas duas abordagens para o cálculo do fator de gross-up utilizado na reconstrução do OPEX histórico. A primeira reproduz a metodologia adotada pela ANP, considerando exclusivamente os valores de Direito de Passagem e as despesas de G&A, resultando em fatores mínimo e máximo compreendidos entre 0,10 (ano de 2018) e 0,22 (ano de 2025) para o período analisado, isto é, entre 2018-2025. O valor mais provável para a distribuição triangular foi encontrado a partir da mediana entre o máximo e o mínimo (0,16).

252 A segunda abordagem amplia a base de cálculo ao incorporar, além das despesas de G&A, as rubricas de seguros, taxas e licenciamentos, serviços de terceiros/compressão (SCOMP), incluindo os arrendamentos, direito de passagem e demais despesas operacionais classificadas como aluguéis e outros custos diversos. Nessa configuração, os fatores de gross-up variam entre 0,24 (ano de 2021) e 0,41 (ano de 2025) para o período analisado, isto é, entre 2018-2025. O valor mais provável para a distribuição triangular foi encontrado a partir da mediana entre o máximo e o mínimo (0,33).

253 Dessa forma, a análise do OPEX foi estruturada em três exercícios distintos: (i) variação dos valores estimados para os exercícios de 2006 e 2007 a partir do custo operacional unitário ajustado de 2008; (ii) aplicação do fator de gross-up calculado conforme a metodologia adotada pela ANP; e (iii) aplicação de fator de gross-up calculado a partir de uma base ampliada de custos operacionais.

6.3.2. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

254 A seguir, são apresentados os resultados obtidos para os três exercícios de sensibilização realizados sobre a variável OPEX:

(a) Estimativa dos anos de 2006-2007

255 Os valores utilizados na simulação variaram, em valores unitários, entre -77,77 R\$ mil/km de malha e -47,09 R\$ mil/km de malha e, em valores totais, entre R\$ -117.007 e R\$ -70.843 para 2006 e entre R\$ -133.108 e R\$ -80.591 para 2007. A partir desses limites, foram realizadas 100 iterações por meio da Simulação de Monte Carlo, utilizando distribuição triangular com valor central correspondente à mediana entre os limites inferior e superior definidos para cada exercício, conforme explicitado acima.

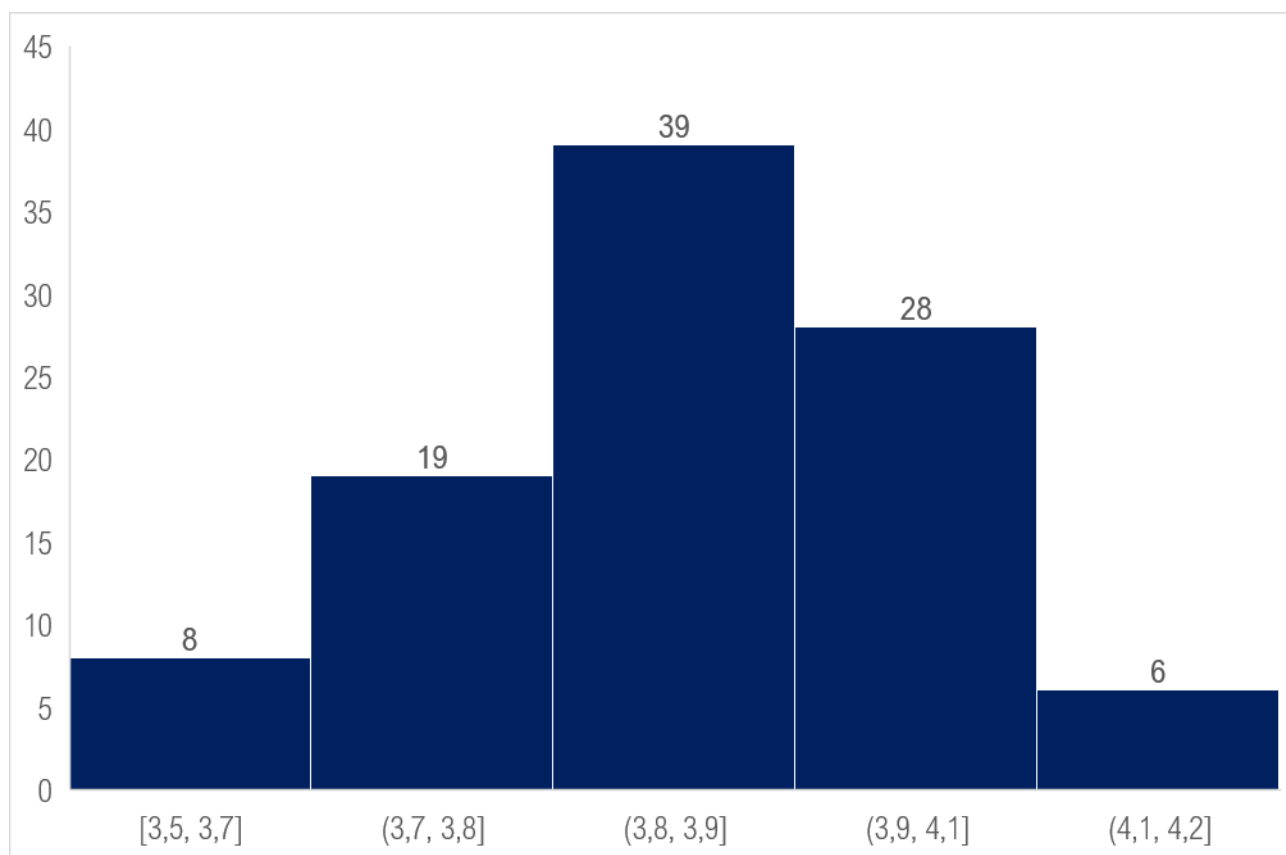


Figura 28 - Histograma da Simulação de Monte Carlo (BRA em bilhões de R\$)

256 Observa-se que os resultados da BRA permanecem compreendidos entre aproximadamente R\$ 3,5 bilhões e R\$ 4,2 bilhões. O valor médio da distribuição corresponde a R\$ 3,87 bilhões, com

90% dos resultados concentrados entre R\$ 3,65 bilhões (percentil de 5%) e R\$ 4,07 bilhões (percentil de 95%). Os cenários extremos produziram valores de R\$ 3,54 bilhões e R\$ 4,20 bilhões para a BRA. A amplitude observada decorre exclusivamente da estimativa de OPEX para os exercícios de 2006 e 2007, evidenciando o impacto dessa premissa sobre o resultado do modelo.

(b) *Gross-up conforme metodologia ANP*

257 Para realizar a sensibilização, a A&M adotou neste exercício o fator de gross-up restrito à mesma base de custos reconhecida pela ANP (considerou-se apenas as cifras de Direitos de Passagem + G&A). Os limites superiores e inferiores utilizados na distribuição triangular, basicamente representam a maior e a menor proporção entre os períodos de 2018 e 2025 para estas rubricas sobre o total de O&M+G&A das Demonstrações Financeiras. A mediana, por sua vez, foi adotada como o *input* para valor mais provável. Os resultados da sensibilização são apresentados na figura abaixo:

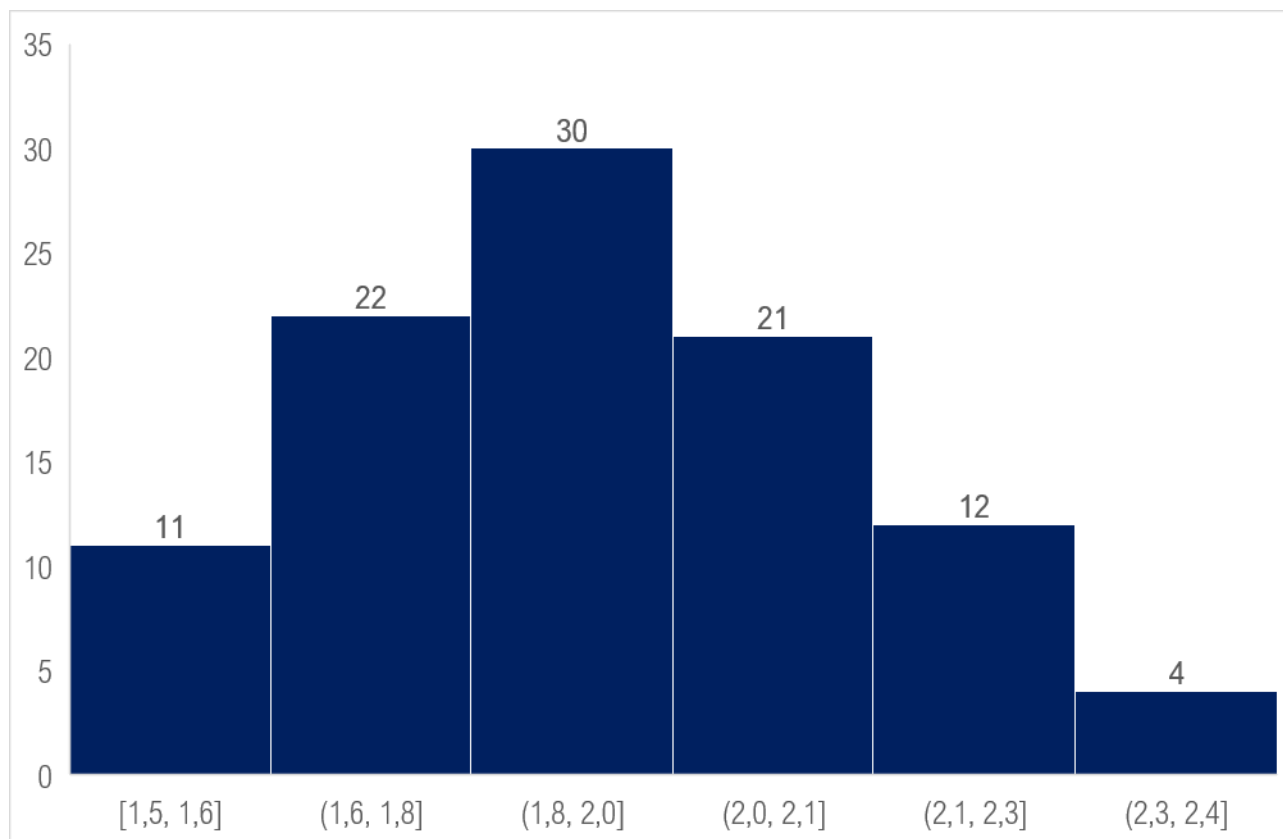


Figura 29 - Histograma da Simulação de Monte Carlo (BRA em bilhões de R\$)

258 Mesmo limitada aos itens reconhecidos pela ANP, a sensibilização revela variação de BRA entre R\$ 1,58 bilhão (5º percentil) e R\$ 2,26 bilhões (95º percentil), com média de R\$ 1,91 bilhões, com um intervalo de aproximadamente R\$ 680 milhões entre os percentis extremos. O valor máximo encontrado na sensibilidade foi de R\$ 2,39 bilhões e o mínimo de R\$ 1,49 bilhões. O resultado demonstra que, ainda que aceita a base de custos da ANP, a escolha do fator de gross-up representa premissa com impacto material sobre a BRA e sem critério objetivo documentado que permita sua verificação independente.

(c) Gross-up com inclusão de cifras desconsideradas

259 Conforme demonstrado na Seção 5.2 deste Parecer, o fator de gross-up aplicado pela ANP é calculado exclusivamente sobre as rubricas de Direito de Passagem e Total G&A, desconsiderando categorias de custo operacional materialmente relevantes e historicamente incorridas pela TAG, entre elas, serviços de O&M das estações de compressão (SCOMP) de Catu (BA), Aracati (CE), Macaíba (RN), Santa Rita (PB) e Pilar (AL), arrendamentos, seguros, taxas, licenciamentos, outros (aluguéis e diversos) e demais itens não abrangidos pelo contrato com a Transpetro. A exclusão dessas rubricas subestima sistematicamente o custo operacional reconhecível e, por consequência, eleva artificialmente o Capital Recuperado apurado pelo modelo.

260 A incorporação dessas cifras desconsideradas eleva substancialmente o fator de gross-up adequado. Para fins de sensibilização, a A&M parametrizou o fator ampliado por meio de distribuição triangular com os limites apresentados no item 6.3.1. Os resultados da sensibilização são apresentados na figura abaixo:

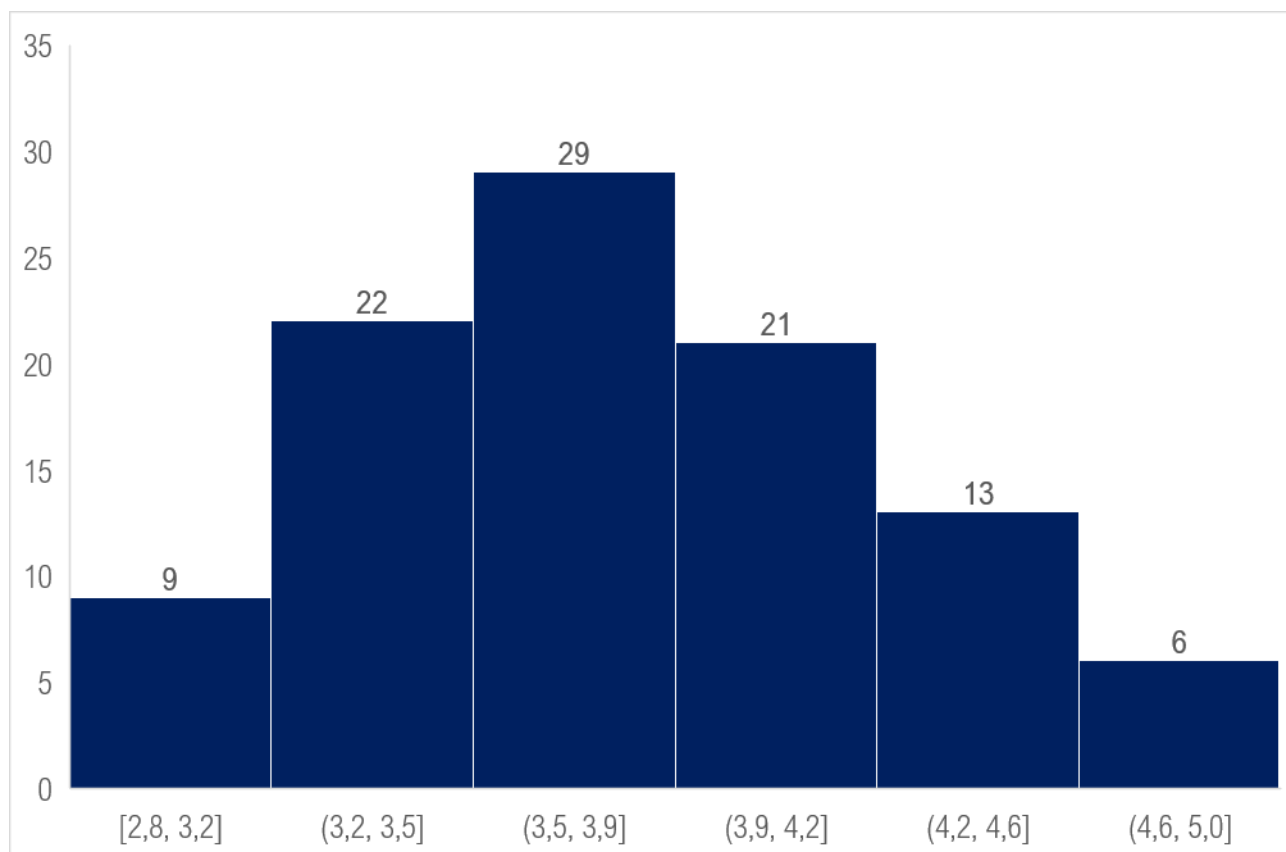


Figura 30 - Histograma da Simulação de Monte Carlo (BRA em bilhões de R\$)

261 Ao incluir as rubricas de custo não consideradas pela ANP, a BRA resultante varia entre R\$ 3,07 bilhões (5º percentil) e R\$ 4,63 bilhões (95º percentil), com média de R\$ 3,80 bilhões. A diferença entre a média desta análise e a da análise de mesma base é de aproximadamente **R\$ 1,89 bilhão, representando impacto direto e quantificável da exclusão de rubricas de custo pelo modelo da ANP.** A magnitude desse ajuste evidencia que a escolha das rubricas incluídas no gross-up é premissa determinante para o resultado final do RCM.

6.4. WACC

262 O modelo da ANP aplica taxas reais de custo de capital variáveis ao longo da série histórica, calculadas por metodologias distintas a depender do subperíodo, conforme discutido na Seção 5.4, com valores que oscilam entre 6,86% (2012) e 11,87% (2005). A A&M sensibiliza essa abordagem: o custo de capital aplicável a um exercício retrospectivo de apuração de capital recuperado deve

refletir a taxa vigente no momento da decisão de investimento, determinada ex-ante e compatível com a previsibilidade contratual estabelecida em 2006, não sujeita a revisão anual sem previsão contratual ou regulatória à época.

6.4.1. DEFINIÇÃO DOS INTERVALOS DE SIMULAÇÃO

263 Para fins de sensibilização, a A&M parametrizou uma WACC real fixa por meio de distribuição triangular, com os limites citados acima (6,86% para mínimo e 11,87% para máximo), que representam os valores máximo e mínimo para WACC em termos reais consideradas pela ANP no período. O valor mais provável da distribuição triangular foi definido a partir da Mediana entre os valores máximo e mínimo (9,37%).

6.4.2. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

264 Os resultados da sensibilização são apresentados na figura abaixo:

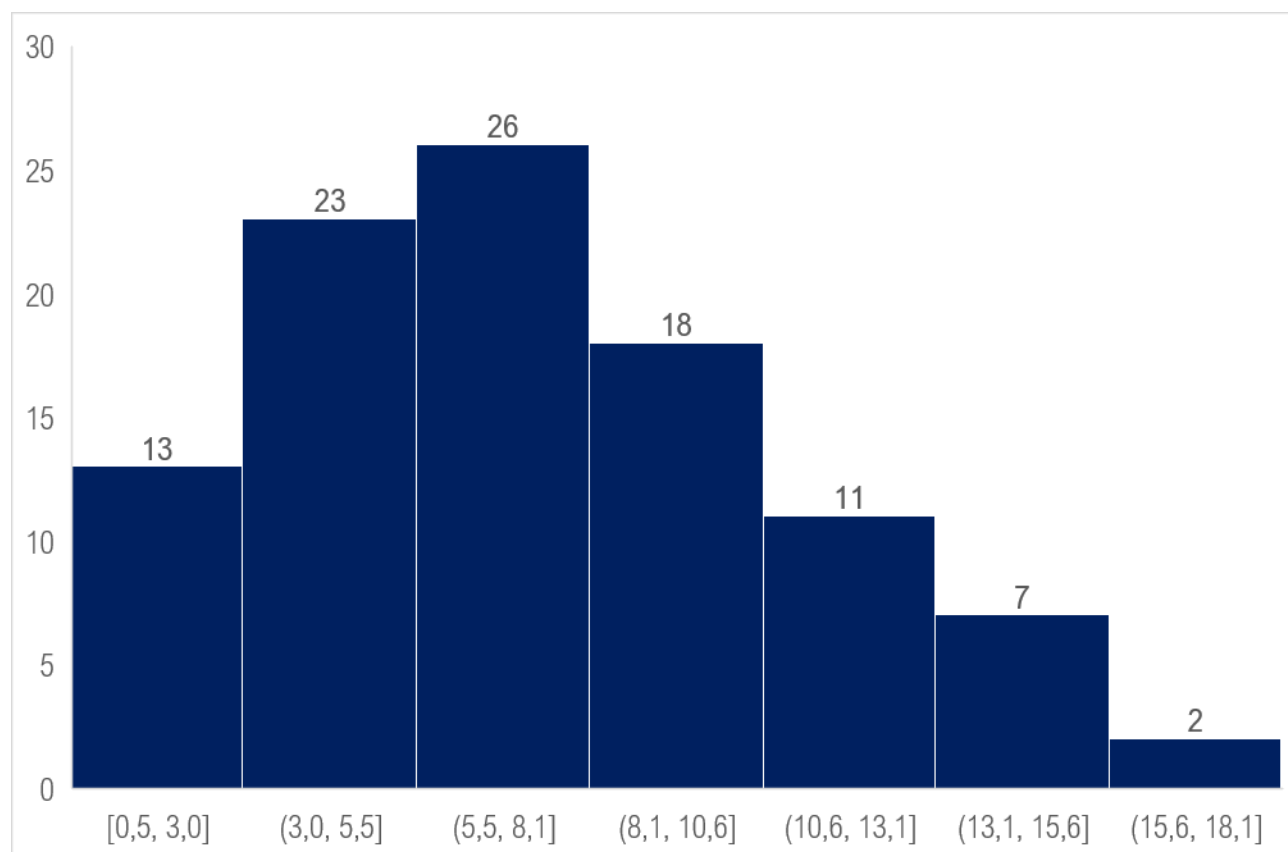


Figura 31 - Histograma da Simulação de Monte Carlo (BRA em bilhões de R\$)

265 A WACC revelou-se o parâmetro de maior sensibilidade individual do modelo. A variação da taxa entre os limites da distribuição produz um BRA entre R\$ 1,73 bilhões (5º percentil) e R\$ 14,04 bilhões (95º percentil), **com média de R\$ 7,33 bilhões** e amplitude de aproximadamente R\$ 12,3 bilhões entre os percentis extremos. O valor mínimo encontrado na simulação foi de R\$ 517 milhões e o máximo de R\$ 18,13 bilhões.

266 Esse resultado decorre do efeito cumulativo e composto da taxa de retorno sobre um estoque de capital de longo prazo: aplicada sobre vinte anos de série histórica, uma variação de poucos pontos percentuais no WACC produz impactos desproporcionais sobre o saldo residual de capital não recuperado. A adoção de WACC variável pela ANP, sem critério ex-ante documentado, introduz a maior fonte individual de incerteza sobre a BRA final, precisamente no parâmetro ao qual o modelo demonstra maior sensibilidade.

6.5. SENSIBILIZAÇÃO INTEGRADA

267 As sensibilizações individuais apresentadas nas subseções anteriores demonstram que cada premissa, em isolamento, é capaz de produzir variações materialmente relevantes na BRA. A análise integrada, por meio de simulação de Monte Carlo com variação simultânea de todas as premissas parametrizadas, permite quantificar o espectro completo de incerteza acumulada pelo modelo.

6.5.1. DEFINIÇÃO DOS INTERVALOS DA SIMULAÇÃO

268 A simulação foi conduzida com distribuições triangulares conforme os parâmetros detalhados nas subseções anteriores, cobrindo as seguintes variáveis: (i) Benchmark de custo de construção dos ativos pré-2006; (ii) custos operacionais dos anos de 2006 e 2007; (III) fator de Gross-Up incluindo itens desconsiderados; e (iv) WACC real fixo.

269 Para a Receita, foram sensibilizadas duas possibilidades, com a mesma probabilidade de ocorrência: (i) utilização dos dados históricos do SAP (Petrobras) ou (ii) adoção da premissa base da ANP (tarifa contratual corrigida pelo IGP-M);

6.5.2. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

270 Os resultados da sensibilização, dessa vez com 1.000 iterações, são apresentados na figura abaixo:

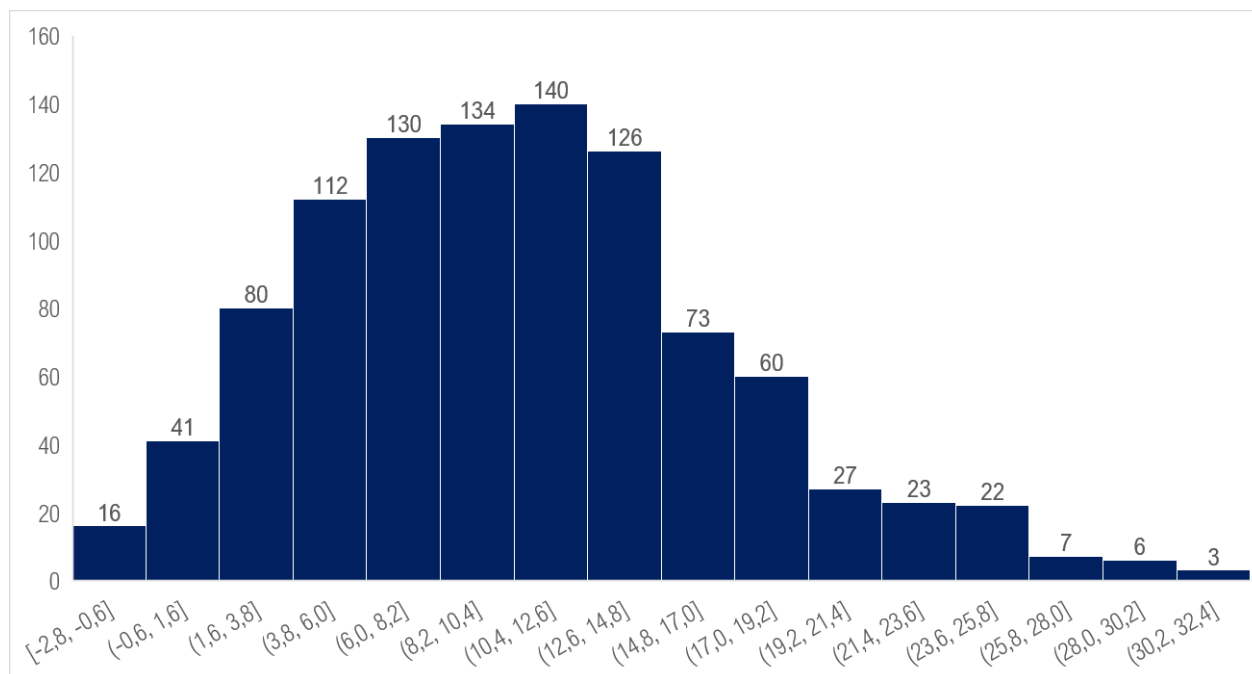


Figura 32 - Histograma da Simulação integrada de Monte Carlo (BRA em bilhões de R\$)

271 A simulação integrada aponta para um BRA com 5º percentil de R\$ 1,27 bilhão, média de R\$ 10,59 bilhões e 95º percentil de R\$ 22,38 bilhões, com amplitude superior a R\$ 21 bilhões entre os percentis extremos. O valor máximo encontrado foi de R\$ 32,4 bilhões e o mínimo de R\$ -2,78 bilhões. Nesse contexto, cabe destacar que os valores apurados pela ANP situam-se todos na cauda inferior da distribuição: a BRA originalmente estimada pela ANP, de R\$ 0,59 bilhão, corresponde ao 3º percentil; a base corrigida das inconsistências identificadas neste Parecer, de R\$ 3,6 bilhões, ao 13º percentil; o CRN inicial apurado pela ANP, de R\$ 4,1 bilhões, ao 15º percentil; e o cenário que incorpora a totalidade dos erros e inconsistências, de R\$ 6,7 bilhões, ao 29º percentil. Em todos os casos, os valores permanecem substancialmente aquém do valor médio de R\$ 10,59 bilhões apurado. A figura abaixo ilustra estes números.

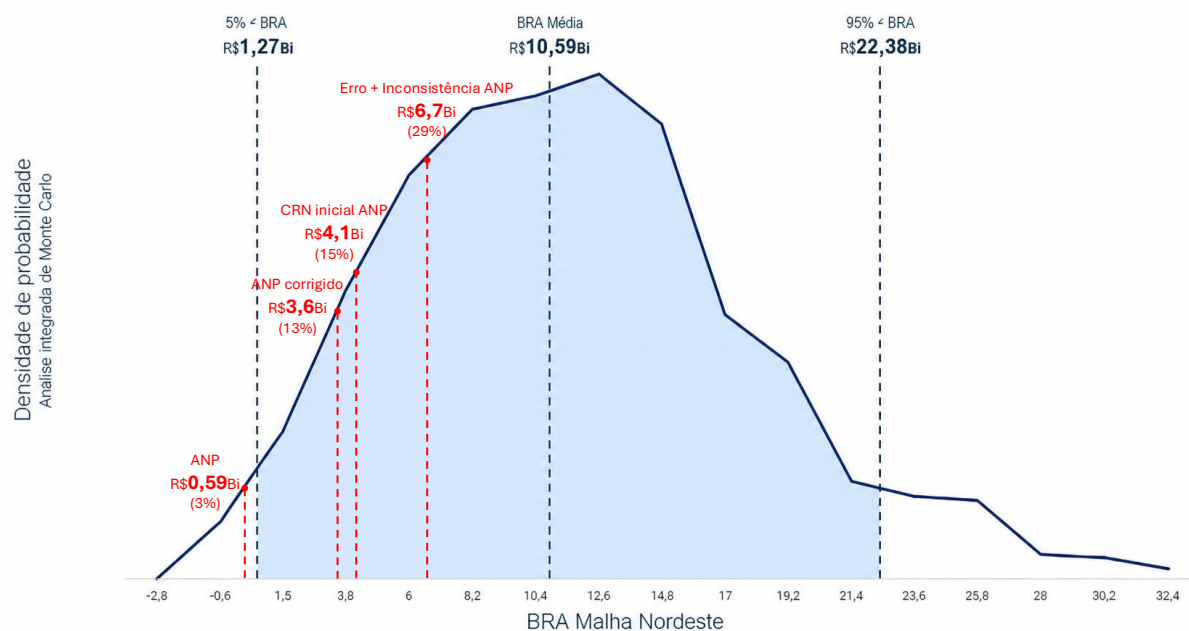


Figura 33 - Densidade de probabilidade - Análise Integrada de Monte Carlo - BRA Malha Nordeste (em R\$ bilhões)

272 Esse resultado não implica que a BRA da TAG se situa, necessariamente, nos extremos ou na média da distribuição. **Implica, contudo, que o modelo da ANP, tal como formulado, não oferece base técnica suficiente para a determinação de um único valor de BRA com o grau de precisão necessário à definição tarifária.**

273 A combinação de: (a) premissas sem critério objetivo documentado; (b) variáveis com alta sensibilidade individual; e (c) efeito cumulativo de um modelo retrospectivo de vinte anos resulta em uma distribuição de BRA compatível com praticamente qualquer valor no intervalo de R\$ 1,27 bilhão a R\$ 22,38 bilhões. **Esse achado reforça, de forma conclusiva, a crítica estrutural ao uso do RCM como metodologia de valoração de ativos para esta revisão tarifária: a imprecisão não é residual nem acidental, mas inerente à estrutura do modelo quando aplicado a dados históricos imprecisos em horizonte retrospectivo de longo prazo.**

7. CONCLUSÃO

274 A partir de toda a análise conduzida no âmbito deste Parecer Técnico, é possível concluir pela inadequação da aplicação de modelagem RCM para a precificação de Base Regulada de Ativos, havendo relevantes limitações de seu uso como proposto pela ANP no âmbito da Consulta Pública nº 11/2026. Tais limitações foram estruturadas pela A&M sob 3 óticas distintas e complementares:

- i. **Limitações Teóricas/Metodológicas** (capítulo 4 acima): sendo avaliada a inexistência de uso de tal metodologia no âmbito das principais agências reguladoras brasileiras e globais, mostrando-se relevante inovação regulatória para o setor.

Em especial, destaca-se nesta seção (a) a possibilidade de incentivos perversos pelo uso do RCM, que pode beneficiar a ineficiência de operação com elevação de tarifa, onerando o usuário final, (b) a adoção de metodologia sem ampla utilização neste contexto em detrimento de metodologias amplamente adotadas, respaldadas e com histórico de sucesso (CHCI e CRN), e (c) a elevada dependência do RCM de dados contábeis confiáveis para sua adequada aplicação, sendo este um relevante limitador para o cenário brasileiro das transportadoras de gás.

- ii. **Limitações Práticas/de aplicação** (capítulo 5 acima): sendo demonstradas diversas falhas de execução do modelo e divergências de informações entre bases adotadas pela ANP, as quais se contrapõem à necessidade de detalhamento e rastreabilidade documentos requeridos por este método.

Em especial, nesta seção demonstrou-se possíveis variações e imprecisões associadas à (a) uso de bases de dados diversas, sem qualquer demonstração de método de priorização, havendo conflito entre contrato, DFs Auditadas e SAP Petrobras, (b) cifras de OPEX não consideradas e adoção de premissas de OPEX por falta de dados em 2007 e 2008 que possuem elevada variabilidade histórica, (c) cifras de investimentos com pouca maturidade de análise técnica, adotando-se parâmetros médios sem a devida ponderação da situação operacional dos ativos e do mercado brasileiro, além de erros de formulação do modelo, (d) adoção de WACC variável, mesmo inexistindo qualquer variação prevista

nos contratos originais ou regulação histórica da ANP, (e) variabilidade de dados de receita existentes, que variam a BRA de 2,9 a 4,2 bilhões, a depender da base de dados adotada.

- iii. **Limitações associadas à imprecisão do modelo** (capítulo 6): no qual as limitações e imprecisões descritas no capítulo anterior foram modeladas em modelo ajustado pela A&M, demonstrando a extrema sensibilidade do modelo à variáveis e premissas arbitradas. Apenas pela revisão do que seriam, no entendimento da A&M, equívocos de elaboração, o modelo da ANP variou a BRA de cerca de R\$ 0,6 Bi para cerca de R\$ 3,6 Bi. Sobre este modelo ajustado, a A&M então variou as premissas e dados imprecisos disponíveis considerando-se simulação de Monte Carlo, identificando elevada sensibilidade do modelo, o qual reporta valores de BRA na simulação integrada da ordem de R\$ 1,27 Bi no 5º percentil, com **média de R\$ 10,59 bilhões** e 95º percentil de R\$ 22,38 bilhões, com amplitude superior a R\$ 21 bilhões entre os percentis extremos.

275 A combinação acima narrada, de frágil precedente regulatório, elevado volume de inconsistências e premissas técnicas de formulação e sensibilidade financeira do modelo às premissas e parâmetros acende alerta relevante quanto à regulação. A adoção do RCM como proposto pode gerar definição regulatória frágil, passível de questionamento pelos entes regulados, e, em situação extrema, a abertura de disputas judiciais e arbitrais acerca da questão.

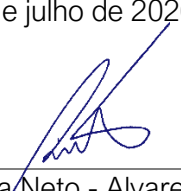
276 Em contrapartida, a adoção de métodos amplamente utilizados, com vasta bibliografia técnica nacional e internacional, e com aplicações bem-sucedidas em diversos setores e ambientes regulatórios – em especial o CRN e CHCI – mostra-se opção técnica mais sólida ao regulador, garantindo menor possibilidade de questionamentos futuros e maior previsibilidade regulatória ao setor.

ENCERRAMENTO

Esse trabalho foi desenvolvido pelos Engenheiros Rivaldo Moreira Neto, Vinicius Daher, Abelardo Cerqueira e Adriano Moura, auxiliados por sua equipe técnica composta pelos Engenheiros Amanda Rochedo e Allan Rocha e o bacharel em Ciências Econômicas Henrique D'Ávila.

Nada havendo a acrescentar, encerramos o presente Parecer Técnico composto por 115 (cento e quinze) páginas, desconsiderando-se a lista de anexos e apêndices, sendo esta última datada e assinada.

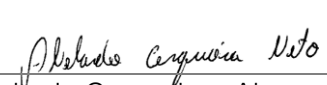
São Paulo, 03 de julho de 2026



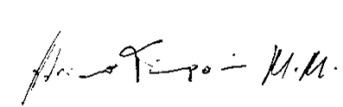
Rivaldo Moreira Neto - Alvarez & Marsal



Vinicius Daher - Alvarez & Marsal



Abelardo Cerqueira - Alvarez & Marsal



Adriano Moura - Alvarez & Marsal

ANEXOS

DOCUMENTO	DATA
A&M 1 - Contratos 6911.0000506.12.2 (Catu) / 6911.0000631.13.2 (Pilar) / 6911.0000523.12.2 (Santa Rita, Macaíba e Aracati) / 6911.0000501.12.2 (Gasene – Transpetro, exclusão dos SCOMPs do escopo, pg. 22 – anexo I)	-
A&M 2 – Contrato Malhas NE, arquivo “1. GTA NE 2003-07-01”	01/07/2003
A&M 3 - MODELAGEM RCM A&M COM CENÁRIOS E PREMISSAS DIVERSAS	-