

NOTA TÉCNICA Nº 8/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ

Assunto: Análise Crítica e proposição metodológica para valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA), Plano de Investimentos e custos operacionais da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)

Referência: processo SEI nº 48610.232285/2024-70

1. INTRODUÇÃO

1. Nos termos do art. 9º, § único, da Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), as tarifas de transporte de gás natural serão propostas pelo transportador aprovadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), após consulta pública, segundo critérios previamente estabelecidos pela Agência.

2. Por meio da Decisão de Diretoria nº 534/2025 (5242190), a Diretoria Colegiada da ANP aprovou a realização da Consulta Pública nº 08/2025, entre 25 de agosto e 8 de outubro de 2025, abrangendo as propostas tarifárias e de valoração da BRA das empresas Gasocidente do Mato Grosso Ltda. (GOM), Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS), Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) e Transportadora Sul Brasileira de Gás S.A. (TSB).

3. Em função da complexidade técnica das contribuições recebidas e da concomitância com o processo de revisão da Resolução ANP nº 15/2014, a Diretoria Colegiada da ANP aprovou, por meio da Decisão de Diretoria nº 704/2025 (5461531), de 6 de novembro de 2025, o Plano de Ação faseado para definição dos parâmetros do Ciclo Regulatório 2026-2030, compreendendo:

a) 1ª fase: definição da taxa de retorno;

b) 2ª fase: valoração da Base Regulatória de Ativos; e

c) 3ª fase: definição da Receita Máxima Permitida e das propostas tarifárias para o referido ciclo.

4. A Decisão de Diretoria nº 704/2025 determinou, ainda, que a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM), durante o processo de valoração da BRA para o Ciclo Regulatório 2026-2030, considere, dentre os novos investimentos em construção e ampliação propostos, somente aqueles que já possuam Autorização de Construção (AC) emitida pela ANP.

5. Na primeira fase do Plano de Ação, por meio da Decisão de Diretoria nº 835/2025 (5606674), de 29 de dezembro de 2025, a Diretoria Colegiada da ANP aprovou a metodologia e os parâmetros para definição do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), fixado em de 7,63% (sete vírgula sessenta e três por cento) ao ano, em termos reais, aplicável ao Ciclo Tarifário 2026-2030 das transportadoras de gás natural. A ATGás apresentou pedido de reconsideração ainda pendente de apreciação pela Diretoria Colegiada (processo 48610.201441/2026-12)

6. Adicionalmente, foi publicada a Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026 (RANP 991/2026), que estabelece o regime tarifário aplicável aos sistemas de transporte de gás natural no modelo de contratação de capacidade por entrada e saída, consolidando a abordagem baseada na

Receita Máxima Permitida (RMP).

7. No âmbito da 2ª fase do Plano de Ação, a presente Nota Técnica tem por objetivo realizar análise crítica e proposição metodológica para valoração da BRA, dos Planos de Investimentos e dos custos operacionais (OPEX) para o Ciclo Tarifário 2026-2030 da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), com vistas a assegurar a observância dos critérios regulatórios de prudência, eficiência e adequada alocação de custos.

8. Embora a avaliação de OPEX não estivesse integralmente prevista na 2ª fase do Plano de Ação, sua análise mostra-se necessária em razão da interdependência entre despesas operacionais, investimentos recorrentes (*sustaining* CAPEX) e a adequada delimitação da BRA, com potenciais impactos sobre a Receita Máxima Permitida.

9. A Nota Técnica 2 /2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ (5723580) apresenta os fundamentos legais, a base teórica e os referenciais metodológicos aplicáveis à valoração da Base Regulatória de Ativos, dos Planos de Investimentos e dos custos operacionais aplicáveis ao serviço de transporte de gás natural.

10. Assim, a corrente análise abrange:

- (i) a valoração da Base Regulatória de Ativos;
- (ii) os investimentos projetados para o ciclo 2026-2030; e
- (iii) os custos operacionais (O&M) e as despesas gerais e administrativas (G&A).

1.1. Metodologia de análise das propostas de BRA, investimentos e custos operacionais:

11. O Art. 6º, § 1º, da Resolução ANP nº 991/2026 estabelece que "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." Este dispositivo consagra o **teste de prudência e necessidade** como condição necessária e suficiente para inclusão de ativos na base regulatória.

12. A NGR Rule 79(1)(a) oferece um arcabouço mais detalhado para operacionalização deste teste, definindo que o investimento deve ser tal como seria incorrido por um "provedor de serviços prudente atuando eficientemente, em conformidade com as boas práticas industriais aceitas, para alcançar o menor custo sustentável de provisão de serviços." Este é um **padrão objetivo**: não basta que a transportadora afirme que o investimento é necessário; ela deve demonstrar que qualquer outro operador razoável, competente e diligente, nas mesmas circunstâncias, tomaria a mesma decisão.

13. A título de comparação, as diretrizes da AER para avaliação de CAPEX, o *Capital Expenditure Incentive Guidelines* (AER, 2025) ("AER Guidelines") requerem documentação extensiva para aprovação de investimentos. Cada proposta de CAPEX material deve ser acompanhada de, no mínimo:

- *Business case* detalhado demonstrando necessidade e justificativa econômica;
- Análise de opções (*options analysis*) comparando alternativas de menor custo;
- Avaliação de riscos e estratégias de mitigação;
- Evidência de processo competitivo de aquisição; e
- Demonstração de conformidade com padrões técnicos aplicáveis.

14. Em especial, o AER Guidelines reconhece explicitamente que a revisão *ex post* só pode considerar "informações e análises que o transportador pudesse razoavelmente ter considerado ou realizado no momento em que incorreu no investimento relevante." Portanto, a ausência de documentação técnica na fase de aprovação *ex ante* compromete irremediavelmente a capacidade de verificação regulatória.

15. Dessa forma, a transportadora deve encaminhar à ANP, antes da aprovação para inclusão na BRA, a documentação técnica completa para cada categoria de investimento material. Esta exigência

decorre diretamente do § 1º do art. 6º da Resolução ANP nº 991/2026, que condiciona a inclusão na BRA à demonstração de que o investimento é "prudente e necessário."

16. A mera declaração de valores sem suporte técnico-econômico constitui deficiência material que impede a ANP de atestar o cumprimento dos requisitos legais.

17. Assim, para cada item da proposta avaliado foi proposta correspondente Determinação Regulatória sendo adotada a seguinte classificação:

- Aprovado: valores aprovados no teste de prudência e necessidade e com a devida comprovação dos gastos efetivamente realizados;
- Aprovado Condicional: valores aprovados no teste de prudência e necessidade mas pendentes de comprovação dos gastos efetivamente realizados;
- Projeto Contingente: valores ainda não aprovados no teste de prudência e necessidade, que só poderão ser incluídos na BRA mediante apresentação de documentação adequada; e
- Glosa: valores rejeitados no mérito ou sem nenhuma documentação que sustente ou justifique o pleito.

1.2. **Proposta tarifária da Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)**

18. No âmbito do Ciclo Regulatório 2026-2030, foi instaurado o processo SEI nº 48610.232285/2024-70, relativo à Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG), por meio do qual a transportadora apresentou proposta de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) e proposta tarifária para o referido ciclo.

19. A TAG opera uma extensa rede de gasodutos que interliga as regiões Norte, Nordeste e Sudeste do Brasil. O ciclo tarifário 2026–2030 coincide com o encerramento do contrato legado da Malha Nordeste, ocorrido em dezembro de 2025, marco relevante na transição para o regime de acesso regulado.

20. Não obstante, determinados ativos estruturantes da companhia — notadamente os sistemas GASENE e Pilar–Ipojuca, fisicamente integrados à Malha Nordeste — permanecem vinculados a contratos de transporte com vigência até a próxima década. Assim, parcela relevante da infraestrutura operacional da denominada “Malha Integrada” continuará submetida a regime contratual distinto daquele aplicável à Malha Nordeste no âmbito da Receita Máxima Permitida (RMP).

21. A coexistência de regimes regulatórios distintos sobre ativos operacionalmente integrados configura desafio relevante sob a ótica da alocação de custos comuns. Infraestruturas compartilhadas — tais como centros de controle operacional, sistemas supervisórios (SCADA), equipes de engenharia e manutenção, estruturas administrativas centrais, sistemas de tecnologia da informação e estoques estratégicos — prestam suporte simultâneo a ativos sob regime regulado e a ativos ainda remunerados por contratos legados.

22. O problema regulatório consiste em assegurar segregação adequada, verificável e economicamente racional dos custos atribuíveis à Malha Nordeste no novo ciclo tarifário, evitando que a base de cálculo da RMP incorpore parcelas de custos já cobertas pelas receitas decorrentes dos contratos legados vigentes.

23. Cumpre destacar que os contratos legados associados ao GASENE (vigente até novembro de 2033) e ao sistema Pilar–Ipojuca (vigente até dezembro de 2031) possuem fluxos de receita previamente estabelecidos, com mecanismos de atualização contratual, concebidos para assegurar a recuperação dos custos operacionais e do capital investido nos respectivos ativos ao longo de sua vigência.

24. Nesse contexto, o risco regulatório central reside na dupla recuperação de custos ou na ocorrência de subsídio cruzado, caso despesas comuns (como G&A, administração central, TI e

engenharia corporativa) ou mesmo custos diretamente vinculados aos ativos legados sejam alocados à Malha Nordeste para fins de composição da RMP.

25. Na ausência de critérios objetivos de rateio e de mecanismos robustos de segregação contábil e regulatória, os usuários do regime regulado poderão suportar encargos já remunerados pelas receitas contratuais do GASENE e do Pilar-Ipojuca, em afronta aos princípios de modicidade tarifária, neutralidade alocativa e isonomia entre usuários.

26. A presente Nota Técnica está estruturada da seguinte forma: a Seção 2 apresenta a avaliação da proposta de BRA; a Seção 3 conduz avaliação prévia dos gastos operacionais (O&M e G&A), que serão objeto de análise mais aprofundada na 3ª fase do Plano de Ação, a Seção 4 examina o sustaining CAPEX, a Seção 5 avalia os gastos imobilizados anteriores a 2025, a Seção 6 analisa os investimentos em projetos de expansão, tendo como referência principal a determinação da Decisão de Diretoria nº 704/2025 e, por fim, a Seção 7 apresenta as conclusões e recomendações.

2. **BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS**

2.1 **Proposta TAG para a Base Regulatória de Ativos – Contrato Malhas Nordeste**

27. Por meio do documento “documento “PROPOSTA DE VALOR DA BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS EXISTENTES DA TAG OBJETO DA REVISÃO TARIFÁRIA DO CICLO 2026-2030” (4751716), a TAG apresentou avaliação da BRA através da utilização das metodologias Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) e Custo de Reposição Novo (CRN), conforme Tabela 1.

Tabela 1 - Valoração por CHCI e por CRN

BRA (milhões R\$)	CHCI	CRN
<i>Posição 31/12/2024 e Moeda Dez/24</i>	5.673	6.607

Fonte:Anexo 1 Nota Técnica - Proposta Valor da BRA (4751717)

28. De acordo com a transportadora, a apuração pelo método CHCI foi realizada a partir dos registros contábeis da empresa, anualmente auditados de forma independente, relativos ao seu ativo imobilizado na data base de 31 de dezembro de 2024, incluindo:

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

29. Adicionalmente, a TAG apresentou avaliação da Base Regulatória de Ativos (BRA) pelo método do Custo de Reposição Novo (CRN), tendo contratado a consultoria independente KPMG para estimar o valor de reposição dos ativos tangíveis atualmente operados pela transportadora (SEI nº 4751719 e 5322983).

30. Em atendimento ao Ofício nº 6/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ-e (SEI nº 5646711), a companhia encaminhou memória de cálculo detalhada e esclarecimentos complementares acerca do laudo elaborado pela KPMG, por meio da Carta CE-TAG-DR-GAR-0052/2026 (SEI nº 5660120) e respectivos anexos (SEI nº 5660121, 5660122, 5660123 e 5660124).

31. Ao final, a TAG submeteu à apreciação desta Agência proposta de valoração da Base Regulatória de Ativos Existentes no montante total de R\$ 7.480,8 milhões, assim discriminado:

- 1. Ativos Imobilizados: R\$ 5.807,4 milhões.

2. Outros Projetos em fase de imobilização: R\$ 1.673,4 milhões.

3. Proposta de Base Regulatória de Ativos da TAG: R\$ 7.480,8 milhões.

2.2. Análise Crítica e Proposição Metodológica para valoração da Base Regulatória de Ativos – Contrato Malhas Sudeste

2.2.1. Método do Capital Recuperado (*Recovery Capital Method* – RCM)

32. A Resolução ANP nº 991/2026, em seu art. 6º, §§ 2º, 3º e 9º, estabelece as diretrizes para a metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) aplicável aos gasodutos de transporte de gás natural em operação. O referido dispositivo prevê, especificamente para ativos cuja remuneração tenha ocorrido sob regime de tarifas negociadas entre partes, a possibilidade de adoção do Método do Capital Recuperado (*Recovered Capital Methodology* – RCM).

33. O RCM consiste na apuração do valor regulatório dos ativos com base no capital efetivamente investido, deduzido o montante já recuperado pelo transportador ao longo do período de exploração econômica. Parte-se da premissa de que o investimento deve ser mensurado à luz da trajetória efetiva de recuperação financeira do ativo, considerando as receitas auferidas, a remuneração do capital e a depreciação implícita no fluxo econômico observado.

34. Nessa perspectiva, a aplicação do RCM exige o acompanhamento histórico, exercício a exercício, das receitas efetivamente arrecadadas, dos custos operacionais incorridos, dos tributos pagos e da taxa de retorno associada ao capital investido. A partir desses elementos, calcula-se, de forma residual, a parcela correspondente à recuperação do capital (depreciação econômica efetiva), permitindo identificar o saldo de capital ainda não recuperado a ser eventualmente reconhecido na Base Regulatória de Ativos.

35. Neste sentido, por meio do Ofício 5/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ-e (5629395), de 09/01/2026, a SIM/ANP solicitou à TAG o encaminhamento de informações contábeis e operacionais necessárias à aplicação do RCM no âmbito do Contrato Malhas Nordeste.

36. Em resposta, a TAG, por meio da Carta CE-TAG_PRE_0002-2026 (5651240), de 19/01/2026, apresentou manifestação na qual contesta a aplicabilidade do RCM para valoração da BRA vinculada ao referido contrato. Não obstante, encaminhou, em anexo, relatórios e planilhas destinadas ao atendimento da solicitação formulada (SEI 5651241, 5651242 e 5651243).

37. Paralelamente, por meio do Ofício 3/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ-e (5629321), também de 09/01/2026, a SIM/ANP solicitou à Petrobras informações e esclarecimentos adicionais acerca dos dados contábeis encaminhadas no âmbito do processo 48610.224665/2025-11.

38. Em atendimento, a Petrobras encaminhou a Carta GITE/AR - DPBR-2026-07286 (5683436), acompanhada de anexos (5683437, 5683438, 5683439, 5683440, 5683441 e 5683442), em 30/01/2026, bem como a Carta GITE/AR - DPBR-2026-11338 (5721238), com respectivo anexo (5721239), em 13/02/2026, por meio dos quais apresentou informações contábeis relativas ao contrato Malhas Nordeste.

39. Diante da documentação encaminhada, verifica-se que, embora tenham sido apresentados relatórios e planilhas pelas partes envolvidas, o conjunto de informações disponibilizado não se mostrou suficiente para viabilizar a aplicação do Método do Capital Recuperado (RCM) de forma tecnicamente consistente e prudente. Em particular, não foi possível assegurar, com o grau de rastreabilidade e granularidade exigido pelo método, a reconciliação integral das receitas efetivamente auferidas, dos custos operacionais incorridos, dos tributos pagos e da taxa de retorno apropriada ao longo de todo o período contratual, elementos indispensáveis à apuração residual do capital ainda não recuperado.

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.

41. 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.

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

2.2.2. Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI)

43. A TAG apresentou proposta de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) pelo método do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), tomando como base os registros contábeis auditados do ativo imobilizado na data-base de 31 de dezembro de 2024. Sobre os valores residuais contábeis, a transportadora aplicou atualização monetária pelo IGP-M, índice previsto no Contrato Legado da Malha Nordeste, invocando como precedentes as Notas Técnicas ANP nº 013/2019-SIM e nº 01/2021-SIM, elaboradas no contexto da 1ª Revisão Tarifária da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG).

44. A companhia justificou a adoção do CHCI com fundamento na existência desses precedentes regulatórios (o CHCI também foi utilizado para valorar a BRA da Transportadora Sul Brasileira de Gás - TSB) e na alegada simplicidade e objetividade do método, sustentando que ele asseguraria a recuperação dos valores investidos. Adicionalmente, registrou que os investimentos realizados a partir de 2019, ainda não remunerados por meio das tarifas dos contratos legados, foram considerados pelo valor bruto de aquisição (sem depreciação), igualmente atualizados pelo IGP-M.

45. Sob o prisma regulatório, entretanto, a análise da adequação metodológica não pode limitar-se à existência de precedentes formais, devendo considerar as características específicas da carteira de ativos, sua antiguidade, o contexto histórico de formação dos registros contábeis e os riscos associados à sua utilização como base para definição de tarifa em regime de acesso regulado.

46. A primeira e mais relevante limitação do método CHCI, no caso concreto da TAG, não decorre da escolha específica do IGP-M, mas da própria lógica de reconstrução do valor econômico atual de ativos com quatro ou cinco décadas de operação a partir da mera atualização monetária de custos históricos.

47. O custo contemporâneo de construção de um gasoduto equivalente — em termos de capacidade, segurança e funcionalidade — a um ativo implantado nas décadas de 1970 ou 1980 não é função da inflação acumulada desde sua construção. Ele resulta da combinação de múltiplos vetores de custo que evoluem segundo dinâmicas próprias, muitas vezes não correlacionadas entre si:

- preços internacionais de aço-tubo e insumos metalúrgicos;
- custos de mão de obra especializada em soldagem e inspeção;
- padrões atuais de integridade de dutos e automação;
- exigências contemporâneas de licenciamento ambiental;
- custos de gestão de faixa de servidão;
- condicionantes logísticas e topográficas específicas.

48. Cabe apontar que índices gerais de preços, como o IGP-M — fortemente influenciado pelo Índice de Preços ao Produtor Amplo, IPA — refletem variações médias de uma cesta ampla de bens e serviços da economia, sem aderência direta ao perfil estrutural de custos da construção de infraestrutura de transporte de gás natural. Ainda que se adotassem índices setoriais mais especializados, persistiria limitação semelhante: tais indicadores capturam variações marginais de preços em períodos

recentes, mas não conseguem reproduzir transformações tecnológicas, regulatórias e estruturais acumuladas ao longo de várias décadas.

49. No caso da carteira da TAG, essa limitação assume magnitude particularmente relevante. Ativos como Gasoduto Candeias–Aratu 12" (1970), Gasoduto Sergipe–Bahia – GASEB (1974), Gasoduto Santiago–Camaçari 14" (1975) e Gasoduto Guamaré–Cabo / Nordeste (1986), acumulam entre 38 e 56 anos de operação.

50. O período transcorrido entre sua implantação e a data-base da revisão tarifária corresponde a um intervalo no qual ocorreram transformações estruturais em pelo menos três dimensões:

(i) Dimensão tecnológica: evoluções em materiais, sistemas de monitoramento, técnicas de inspeção interna (*pigs* instrumentados), proteção catódica e automação alteraram profundamente a engenharia e os custos unitários de novos empreendimentos.

(ii) Dimensão regulatória e ambiental: as exigências atuais de licenciamento, segurança operacional, rastreabilidade e gestão ambiental são substancialmente mais rigorosas do que aquelas vigentes nas décadas de 1970 e 1980.

(iii) Dimensão monetária e macroeconômica: os ativos mais antigos foram registrados sob regimes de inflação elevada e sucessivas mudanças monetárias. A aplicação retroativa de índices acumulados sobre registros históricos originalmente formados em contextos de inflação crônica e múltiplas conversões monetárias introduz distorções cumulativas difíceis de auditar e verificar economicamente.

51. Essas três dimensões demonstram que a limitação do CHCI para ativos de alta longevidade é estrutural e não solucionável pela simples substituição do índice de preços. A fragilidade reside na tentativa de derivar o valor econômico atual de um ativo a partir da memória contábil de um contexto tecnológico, regulatório e monetário radicalmente distinto do presente.

52. Uma segunda insuficiência do CHCI no caso da TAG decorre da capitalização recorrente de gastos classificados como *Sustaining CAPEX*, situados na fronteira entre manutenção ordinária (OPEX) e investimento com efetiva extensão de vida útil (CAPEX).

53. À luz do CPC 27 (Ativo Imobilizado), apenas gastos que resultem em aumento de benefícios econômicos futuros — incluindo extensão mensurável de vida útil — devem ser capitalizados. No entanto, em sistemas de dutos maduros, a distinção prática entre manutenção corretiva/preventiva e investimento com extensão de vida útil pode ser complexa.

54. Intervenções como substituição de válvulas de bloqueio, troca de equipamentos de medição, intervenções em lançadores e receptores de pig e recuperação de revestimentos anticorrosivos podem tanto preservar o estado operacional original quanto, eventualmente, ampliar a vida útil remanescente. A distinção é regulatoriamente crítica, pois, no âmbito do CHCI, cada gasto capitalizado:

- eleva o valor do ativo imobilizado;
- inicia novo ciclo de depreciação;
- amplia o horizonte de remuneração do capital.

55. No processo analisado, a documentação apresentada não demonstra, para cada grupo de intervenções, a quantificação técnica da extensão de vida útil decorrente. Na ausência de laudos técnicos individualizados que estabeleçam condição anterior do ativo, metodologia de estimativa de vida útil adicional, quantificação em anos do prolongamento, e nexos causal entre intervenção e extensão de benefícios econômicos a capitalização desses gastos opera como mecanismo de rejuvenescimento contábil.

56. O efeito regulatório é direto: ativos com quatro ou cinco décadas de operação passam a apresentar valores residuais contábeis elevados, não necessariamente em razão de sua condição física comprovada, mas em função da sucessiva incorporação de gastos cuja natureza econômica não foi

tecnicamente demonstrada como investimento de capital com extensão de vida útil.

57. Esse fenômeno inflaciona a BRA sob o CHCI e amplia artificialmente a base de remuneração de capital.

58. A terceira limitação estrutural do CHCI decorre da origem dos registros contábeis que servem de base ao método. Grande parte dos ativos da Malha Nordeste foi constituída no âmbito da Petrobras, quando esta operava sob regime de monopólio legal e integração vertical, anterior à Lei nº 9.478/1997. Nesse contexto não havia obrigação de segregação contábil entre transporte e demais atividades, políticas de capitalização e depreciação eram definidas segundo lógica corporativa integrada e rateios de custos comuns não eram estruturados com finalidade regulatória.

59. A separação jurídica das atividades de transporte somente ocorreu posteriormente, com a constituição do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste (2003) e a criação da TAG como entidade autônoma.

60. Consequentemente, os registros históricos que fundamentam o CHCI não foram originalmente produzidos com os requisitos de rastreabilidade e segregação exigidos para fins de regulação tarifária independente. Eventuais alocações internas de custos, transferências patrimoniais e critérios históricos de depreciação não podem ser integralmente reconstituídos décadas depois com precisão auditável.

61. Essa imprecisão de origem não pode ser corrigida por atualização monetária ou auditoria ex post, pois a cadeia documental necessária à verificação individualizada dos custos originais é, em muitos casos, incompleta para os ativos mais antigos.

62. Diante do exposto, a adoção do CHCI, nas circunstâncias específicas da carteira de ativos da TAG, implicaria a incorporação à BRA de três camadas de incerteza estrutural:

- distorção inerente à reconstrução de valor econômico atual por índices históricos;
- potencial rejuvenescimento contábil decorrente da capitalização de *Sustaining* CAPEX sem comprovação técnica de extensão de vida útil; e
- imprecisão originária dos registros formados em ambiente de integração vertical pré-segregação regulatória.

63. Assim, no âmbito da Receita Máxima Permitida, tais incertezas se traduzem em risco de sobre avaliação da BRA e, consequentemente, de remuneração de capital dissociada do valor econômico efetivo da infraestrutura.

64. À luz dos princípios de modicidade tarifária, transparência, verificabilidade e prudência regulatória, o método CHCI mostra-se estruturalmente inadequado como referência primária para valoração da BRA de ativos com elevada longevidade e histórico contábil formado em contexto institucional distinto do regime regulado atual.

2.2.3. Método do Custo de Reposição Novo (CRN)

65. Diante da impossibilidade de aplicação do Método de Capital Recuperado (RCM), em razão da incompletude das informações, e do método do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), em razão das insuficiências identificadas em sua aplicação, notadamente: (i) a inadequação da atualização por IGP-M para ativos com vida útil regulatória de três a cinco décadas; e (ii) o risco de distorção da Base Regulatória de Ativos (BRA) decorrente da capitalização de gastos classificados como *Sustaining* CAPEX sem comprovação técnica individualizada de extensão de vida útil, a ANP exerceu a prerrogativa prevista no art. 6º, § 3º, inciso II, da Resolução ANP nº 15/2014 - vigente à época da submissão da proposta tarifária -, e no art. 6º, § 2º, inciso II, da Resolução ANP nº 991/2026, optando pela valoração da BRA pelo método do Custo de Reposição Novo (CRN) depreciado.

66. O método do CRN parte do valor de substituição por ativo novo equivalente — conceito internacionalmente conhecido como *Modern Equivalent Asset* (MEA) — e aplica depreciação técnica para refletir o consumo econômico do ativo ao longo de sua vida útil. Trata-se de abordagem adotada

em regimes de regulação por *building blocks*, por permitir que a remuneração do capital incida sobre uma base que reflita o custo contemporâneo de reposição de um ativo funcionalmente equivalente, ajustado pelo grau de desgaste físico e obsolescência econômica efetivamente acumulados.

67. No contexto específico da TAG, o CRN apresenta vantagens regulatórias relevantes:

- Rastreabilidade objetiva: os valores de reposição podem ser ancorados em referências contemporâneas de mercado, contratos recentes e parâmetros técnicos verificáveis.
- Verificabilidade física: a existência e condição dos ativos podem ser confrontadas com inspeções in loco, registros operacionais e autorizações de operação.
- Independência de registros históricos: elimina-se a dependência de registros contábeis formados sob ambiente de integração vertical pré-segregação regulatória.
- Neutralização do efeito de rejuvenescimento contábil: a idade econômica é determinada pela data efetiva de entrada em operação, e não por datas de capitalização ou reclassificação contábil.
- Aderência à lógica econômica da depreciação regulatória: a remuneração incide sobre o valor econômico remanescente, e não sobre memórias contábeis inflacionadas.

68. A avaliação conduzida pela KPMG, contratada pela TAG, com data-base de 30 de setembro de 2024, apurou Valor de Reposição Novo (VRN) total de R\$ 10.681,9 milhões e Valor de Reposição Depreciado (VRD) de R\$ 6.365,6 milhões para os ativos da Malha Nordeste. A ANP procedeu à revisão metodológica dessa avaliação, identificando inconsistências estruturais que afetam diretamente a confiabilidade do VRD reportado.

69. A KPMG estruturou sua avaliação segundo a ABNT NBR 14.653 (partes 1, 2 e 5), normas do IBAPE e os *Uniform Standards of Professional Appraisal Practice* (USPAP). Para os gasodutos — que representam mais de 71% do VRN total — adotou-se custo médio de R\$ 547,35 por metro-polegada (m.pol), derivado de empreendimentos recentes e análises da própria ANP (Análise ANP nº 62/2023/SIM-CEA/SIM, para o GASIG, e Análise ANP nº 227/2024/SIM-CEA/SIM, para o Terminal Sergipe). Esse custo foi multiplicado pela extensão (km) e diâmetro (polegadas), com ajustes por grau de dificuldade topográfica.

70. Para Estações de Compressão, foram utilizadas cotações de fornecedores. Para Pontos de Entrega, aplicou-se simulador de custo validado com referência a empreendimento previamente aprovado pela ANP (PTE Cubatão II).

71. Embora a metodologia declarada esteja alinhada conceitualmente ao CRN, a análise detalhada da memória de cálculo revelou inconsistências relevantes, especialmente no tratamento da depreciação.

72. Em resposta ao Ofício nº 6/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, de 22/01/2026, a KPMG afirmou ter considerado como início da depreciação o marco contratual uniforme de 2006 (início da operação comercial do contrato).

73. Entretanto, a planilha de avaliação da KPMG (5660122), na aba “Valuation”, demonstra que a depreciação foi calculada com base em datas individuais por ativo (coluna “Data de Início de Depreciação” e coluna “Final Depreciation”), resultando em taxas efetivas heterogêneas. Não se observa convergência para o percentual uniforme, de 46,67%, que decorreria do critério contratual declarado.

74. Configura-se, portanto, inconsistência metodológica relevante:

- metodologia declarada: marco único de 2006;
- metodologia aplicada: datas individualizadas extraídas de registros contábeis.

75. Adicionalmente, tais datas não coincidem com as Autorizações de Operação emitidas pela ANP, único marco regulatoriamente adequado para refletir o início do desgaste físico e da obsolescência

econômica. Caso tenham sido extraídas do sistema contábil da TAG, incorrem nas mesmas limitações estruturais identificadas para o CHCI: origem em práticas contábeis de uma empresa verticalmente integrada, sem segregação patrimonial orientada à finalidade regulatória.

76. O impacto dessa escolha é material. Ativos como Gasoduto Guamaré–Cabo (Nordestão), em operação desde 1986, e Gasoduto Sergipe–Bahia (GASEB), desde 1974, apresentam VRD residual significativo sob a metodologia TAG/KPMG, embora já tenham superado a vida útil regulatória de 30 anos. O fato de terem sido capitalizados ou transferidos contabilmente em momento posterior não altera sua idade física e econômica efetiva.

77. Um ativo não se torna economicamente mais jovem em razão de evento contratual ou contábil. O desgaste decorre da data de entrada em operação, não da data de capitalização.

78. A adoção de piso de 10% para o valor residual implica que ativos integralmente depreciados mantenham 10% do VRN na BRA. Dos 2.557 ativos avaliados, 221 (8,6%) apresentam exatamente 10% como valor residual.

79. Tal critério introduz duas inconsistências:

- Interna: no CHCI proposto pela própria TAG, ativos integralmente depreciados possuem valor regulatório zero. No CRN, nenhum ativo atinge valor zero.
- Econômica: se o investimento já foi integralmente recuperado ao longo da vida útil regulatória, manter percentual residual implica remuneração adicional sem base econômica.

80. Sob a lógica regulatória, a depreciação deve refletir o consumo integral do ativo ao final da vida útil regulatória. A manutenção de piso arbitrário dissocia a BRA do valor econômico efetivo e pode configurar dupla remuneração.

81. A análise do laudo e da planilha revelou coexistência de três bases distintas de VRN:

1. VRN da página 22: R\$ 12.331,7 milhões (Custo de Reposição pelo *Modern Equivalent Asset* - MEA).
2. VRN da página 27: R\$ 10.681,9 milhões (derivado da aba “Fator Gasodutos” da planilha de avaliação, coluna “Repro” — Custo de Reprodução).
3. VRN da coluna “RCN final” (aba “Valuation”): R\$ 14.700,5 milhões (base efetivamente utilizada para cálculo do VRD).

82. O VRD final de R\$ 6.365,6 milhões decorre da multiplicação do “RCN final” pelas taxas de depreciação.

83. O laudo não apresenta reconciliação entre essas três bases, nem explica as transições metodológicas entre custo de reposição (MEA), custo de reprodução e RCN final. O valor que efetivamente determina a BRA proposta não coincide com os valores explicitamente apresentados no corpo do relatório.

84. Essa multiplicidade não declarada compromete a transparência metodológica, a rastreabilidade dos cálculos e a verificabilidade independente pelo regulador.

85. Em regulação tarifária, a consistência interna da base de cálculo é condição essencial. A existência de três respostas distintas para a mesma variável — VRN da Malha Nordeste — sem reconciliação explícita, configura deficiência estrutural de governança metodológica.

86. A avaliação CRN apresentada pela TAG/KPMG representa avanço em relação ao CHCI ao romper com a dependência de registros históricos inflacionados. Contudo, sua implementação apresenta inconsistências relevantes quanto ao marco temporal da depreciação, à adoção de piso residual e à multiplicidade de bases de VRN não reconciliadas.

87. Essas inconsistências afetam materialmente o VRD e, conseqüentemente, a BRA proposta.

88. Para fins regulatórios, a aplicação do CRN deve observar critérios uniformes, tecnicamente verificáveis e plenamente rastreáveis, assegurando que a remuneração do capital incida exclusivamente sobre o valor econômico remanescente de ativos efetivamente utilizados na prestação do serviço regulado, em conformidade com os princípios de prudência, modicidade tarifária e vedação à dupla recuperação de capital.

2.2.3.1. Metodologia da Revisão do CRN Aplicada pela ANP

89. A revisão metodológica conduzida pela ANP encontra respaldo no arcabouço normativo aplicável à definição da Base Regulatória de Ativos (BRA) no regime de Receita Máxima Permitida. O art. 6º, § 2º, da Resolução ANP nº 991/2026 estabelece as metodologias admissíveis para valoração da BRA de gasodutos em fase operacional, conferindo à Agência a prerrogativa de definir o método mais adequado à luz das circunstâncias concretas do processo.

90. Diante das inconsistências estruturais identificadas na aplicação do CHCI e das fragilidades metodológicas observadas na implementação do CRN pela TAG/KPMG, a ANP exerceu a prerrogativa prevista no inciso II do referido dispositivo, adotando o método do Custo de Reposição Novo (CRN) depreciado com ajustes metodológicos próprios.

91. O art. 6º, § 4º, da mesma Resolução dispõe que o método de depreciação deve refletir “a perda de valor econômico dos bens e instalações pelo uso, pela ação da natureza ou pela obsolescência”, devendo considerar “a vida útil de cada grupo de bens e instalações”. Esse comando normativo impõe que a depreciação regulatória esteja vinculada ao consumo econômico efetivo do ativo, o que pressupõe como marco inicial a data de entrada em operação comercial — momento em que se inicia o desgaste físico e a obsolescência tecnológica —, e não a data de celebração contratual ou de capitalização contábil.

92. Adicionalmente, a revisão metodológica observa o princípio regulatório da vedação à dupla remuneração do capital, segundo o qual ativos que já operaram por período igual ou superior à sua vida útil regulatória tiveram seu investimento integralmente recuperado por meio das tarifas cobradas ao longo do tempo. A manutenção de valor residual nesses casos implicaria reconhecimento de remuneração adicional dissociada de novo investimento ou de benefício econômico remanescente.

93. Assim, a metodologia aplicada pela ANP alinha-se simultaneamente aos dispositivos normativos expressos e aos princípios estruturantes da regulação econômica: prudência, verificabilidade, modicidade tarifária e neutralidade intertemporal.

94. A ANP procedeu à revisão do Valor de Reposição Novo (VRN) utilizado como base de cálculo do Valor de Reposição Depreciado (VRD), adotando critérios diferenciados conforme a natureza física e econômica das classes de ativos.

(i) Gasodutos

95. 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).

96. O custo unitário adotado partiu do valor base de R\$ 547,35/m.pol utilizado pela própria KPMG. Sobre esse valor, a KPMG aplicou fatores de correção regional e fatores de correção individual, destinados a capturar diferenças de escala, complexidade construtiva e especificidades técnicas de cada trecho.

97. A ANP manteve esses custos unitários ajustados por gasoduto, aplicando-os às dimensões

físicas verificáveis de cada trecho. Essa escolha assegura duas condições fundamentais: I) preserva a coerência com o universo de referência técnico já utilizado na avaliação, e; (ii) garante rastreabilidade integral entre parâmetros físicos e valor econômico estimado.

98. Dessa forma, o VRN dos gasodutos resulta de combinação transparente entre dimensões mensuráveis e custos unitários previamente fundamentados.

(ii) Estações de Distribuição de Gás (EDGs)

99. Para as Estações de Distribuição de Gás (EDGs), cuja estrutura não permite aplicação da métrica metro-polegada, a ANP adotou como VRN o Custo de Reprodução estimado pela KPMG.

100. A escolha justifica-se pela inexistência de parâmetro unitário padronizado comparável ao utilizado para gasodutos e pela necessidade de utilizar referência individualizada disponível para cada instalação. O custo de reprodução, nesse caso, constitui a melhor *proxy* econômica disponível para reconstrução da instalação nas mesmas condições técnicas originais.

101. O VRN total apurado pela ANP situa-se entre dois valores presentes na avaliação KPMG:

- limite superior: total derivado do Custo de Reposição por *Modern Equivalent Asset* (MEA);
- limite inferior: total derivado do Custo de Reprodução.

102. O posicionamento do VRN regulatório dentro desse intervalo demonstra que a revisão metodológica não introduziu parâmetros externos ou arbitrários, mas operou exclusivamente dentro do espectro de referências já estabelecido pela própria avaliação apresentada pela TAG.

103. Trata-se, portanto, de ajuste metodológico interno ao universo técnico originalmente considerado.

104. A ANP estabeleceu como marco inicial da depreciação regulatória a data efetiva de entrada em operação comercial de cada ativo, conforme as Autorizações de Operação emitidas pela própria Agência.

105. Essa abordagem individualizada fundamenta-se na premissa econômica de que o consumo de capital se inicia quando o ativo começa a prestar serviço. A celebração de contrato ou a capitalização contábil não possuem relação causal com o início do desgaste físico nem com a obsolescência tecnológica.

106. Para cada ativo adotou-se o mês e ano constantes da respectiva Autorização de Operação, sendo que para ativos abrangidos pela Autorização ANP nº 7/1998 — referentes a instalações anteriores à criação da Agência —, adotou-se janeiro do ano indicado, na ausência de registro oficial do mês específico.

107. Esse procedimento assegura: (i) uniformidade de critério; (ii) aderência a registros oficiais; e (iii) neutralização de eventuais distorções oriundas de datas contábeis.

108. A metodologia aplicada pela ANP segue sequência objetiva de cálculo para cada ativo individual:

Passo 1: Cálculo da Idade Operacional (em meses)

$$\text{Meses de Operação} = (\text{Data de Avaliação} - \text{Data de Entrada em Operação}) \times 12$$

Passo 2: Conversão para Anos de Operação

$$\text{Anos de Operação} = \text{Meses de Operação} / 12$$

Passo 3: Cálculo da Depreciação Regulatória com Regra de Corte

SE Meses de Operação $\leq$ 360 (30 anos), ENTÃO:

$$\text{Depreciação Regulatória} = \text{Anos de Operação} / \text{Vida Útil Regulatória}$$

SE Meses de Operação $>$ 360 (30 anos), ENTÃO:

$$\text{Depreciação Regulatória} = 1,0 \text{ (100\%)}$$

Passo 4: Cálculo do Valor de Mercado Regulatório

SE Depreciação Regulatória $<$ 1,0, ENTÃO:

$$\text{Valor de Mercado} = \text{Custo de Reposição Novo} \times (1 - \text{Depreciação Regulatória})$$

SE Depreciação Regulatória = 1,0, ENTÃO:

$$\text{Valor de Mercado} = \text{R\$ 0,00 (ativo totalmente depreciado)}$$

109. Ativos com tempo de operação superior a 360 meses (30 anos) recebem valor de mercado regulatório igual a R\$ 0,00 e não integram a Base de Remuneração Regulatória. Esse critério de corte apoia-se nos seguintes fundamentos:

- **Recuperação integral do investimento.** A remuneração regulatória é estruturada de forma a permitir a recuperação do valor do ativo ao longo de sua vida útil de 30 anos. Transcorrido esse período, o investimento já foi integralmente recuperado, salvo demonstração documentada e aprovada de extensão da vida útil.
- **Vedação à dupla remuneração.** A continuidade da remuneração de um ativo após sua depreciação integral implicaria remunerá-lo duas vezes: uma durante o período de vida útil regulatória e outra após seu encerramento, em desacordo com os princípios de justiça regulatória.
- **Eficiência alocativa.** A atribuição de valor regulatório a ativos totalmente depreciados reduz os incentivos econômicos à renovação da infraestrutura. A ausência de remuneração após o encerramento da vida útil preserva o estímulo à substituição de equipamentos por outros com melhor desempenho técnico e operacional.

110. A divergência entre a metodologia adotada pela ANP e aquela aplicada pela KPMG pode ser estruturada em duas ordens distintas, ambas com repercussão direta sobre o Valor de Reposição Depreciado (VRD) e, conseqüentemente, sobre a Base Regulatória de Ativos (BRA).

111. A primeira diferença, de natureza estrutural, refere-se ao marco temporal utilizado para o início da depreciação regulatória. 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. 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.

113. A segunda diferença refere-se ao tratamento do valor residual ao término da vida útil regulatória. A metodologia aplicada pela ANP não admite a fixação de qualquer piso mínimo de valor residual. Uma vez que o ativo tenha operado por período igual ou superior à vida útil regulatória estabelecida — 30 anos para os gasodutos — considera-se integralmente recuperado o capital investido, de modo que o valor regulatório do ativo passa a ser igual a zero. Essa abordagem decorre da lógica econômica da depreciação linear e do princípio da vedação à dupla remuneração: ao longo da vida útil regulatória, a tarifa já proporcionou a recuperação integral do investimento originalmente reconhecido na base.

114. Por sua vez, a metodologia da KPMG/TAG introduziu piso mínimo de 10% do Valor de Reposição Novo, mesmo para ativos cuja vida útil regulatória já se encontrava esaurida. Esse procedimento mantém parcela da base de remuneração independentemente do consumo econômico integral do ativo, o que resulta na preservação de valor regulatório residual sem correspondente investimento novo ou extensão tecnicamente comprovada de vida útil.

115. As duas diferenças — (i) a adoção de marco temporal desvinculado da data efetiva de entrada em operação e (ii) a manutenção de piso residual após o esgotamento da vida útil regulatória — produzem efeito cumulativo de elevação do VRD quando comparado ao critério estritamente regulatório adotado pela ANP.

116. A Tabela 2 apresenta os resultados consolidados da revisão do Valor de Reposição Novo (VRN) e do Valor de Reposição Depreciado (VRD) apurados pela ANP.

Tabela 2 - Resultado da Revisão do VRN e do VRD pela ANP (em R\$ milhões)

Gasoduto	Entrada Operação	Anos Op. (Dez/25)	VRN ANP	VRD ANP
GASFOR	2000	25,8	978,9	136,0
GASMEL	2008	18,0	100,5	40,2
Ramal Aracati	2004	21,3	5,6	1,6
Candeias-Aratu 12"	1970	56,0	134,9	0,0
Candeias-Camaçari 12"	1981	45,0	228,3	0,0
Candeias-Camaçari 14"	2006	19,3	299,2	106,4
Santiago-Camaçari 14"	1975	51,0	247,4	0,0
Santiago-Camaçari 18"	1992	34,0	318,7	0,0
EDG Aratu	2010	16,0	95,8	44,7
GASEB	1974	52,0	393,6	0,0
EDG Catu	2007	18,2	610,9	241,0
EDG Camaçari	1981	45,0	151,7	0,0
EDG S. F. do Conde	1981	45,0	219,3	0,0
Atalaia-Itaporanga	2007	18,7	245,2	92,6
Carmópolis-Pilar	2007	18,3	2.737,8	1.064,7
Catu-Itaporanga	2008	17,2	3.041,5	1.292,7
EDG Atalaia	2011	14,8	61,3	31,0
Itaporanga-Carmópolis	2008	17,2	1.049,3	445,9

Ramal FAFEN-SERGAS	2011	14,1	104,0	55,2
EDG Pilar	2008	17,2	20,2	8,6
GASALP	2001	24,5	1.322,8	242,5
Ramal Termopernambuco	2003	22,2	95,5	24,9
Nordestão	1986	40,0	1.186,1	0,0
Ramal Recife (Loop)	2011	14,4	89,9	46,7
Ramal Santa Rita	2005	20,3	46,0	14,8
TOTAL			13.727,2	3.889,6

Fonte: Elaboração própria.

117. A aplicação das equações descritas anteriormente, considerando como data de referência para o cálculo da depreciação regulatória o dia 31 de dezembro de 2025 — marco inicial do ciclo tarifário 2026–2030 —, conduz à identificação de ativos cujo período de operação supera ou iguala a vida útil regulatória estabelecida.

118. Nos termos da metodologia adotada, ativos que tenham acumulado 360 meses ou mais de operação comercial até essa data são considerados integralmente depreciados para fins regulatórios. Nesses casos, a depreciação regulatória é fixada em 100% e o respectivo Valor de Mercado Regulatório (ou Valor de Reposição Depreciado – VRD individual) é igual a R\$ 0,00.

119. Importa destacar que essa conclusão decorre exclusivamente da aplicação objetiva dos critérios regulatórios previamente definidos: (i) marco inicial vinculado à data efetiva de entrada em operação, conforme Autorizações de Operação emitidas pela ANP, e (ii) vida útil regulatória de 30 anos para os gasodutos. Não se trata, portanto, de juízo discricionário sobre a condição física ou operacional dos ativos, mas da consequência lógica da metodologia de depreciação linear aplicada ao longo da vida útil regulatória.

120. Os Valores de Reposição Novo (VRN) desses ativos — expressos em moeda de setembro de 2024 — permanecem relevantes para fins de referência econômica e para a compreensão da magnitude da infraestrutura envolvida. Contudo, do ponto de vista da remuneração regulatória do capital, tais ativos não integram a Base Regulatória de Ativos do ciclo 2026–2030, uma vez que seu investimento já foi integralmente recuperado por meio das tarifas auferidas ao longo de sua trajetória operacional.

121. Essa abordagem assegura observância ao princípio da vedação à dupla remuneração, preserva a coerência intertemporal do modelo tarifário e evita a incorporação, na Receita Máxima Permitida, de parcela de capital cujo custo já foi absorvido pelos usuários em períodos anteriores.

122. A Tabela 3 relaciona os gasodutos da Malha Nordeste que, à data-base de 31 de dezembro de 2025, apresentam depreciação regulatória integral, bem como seus respectivos Valores de Reposição Novo estimados em setembro de 2024.

Tabela 3 - Gasodutos Malha Nordeste (em R\$ milhões)

Gasoduto	Entrada em Operação	Meses de Operação (Set/2024)	VRD KPMG	VRD ANP
Gasoduto Candeias-Aratu 12"	Jan/1970	672 meses (56 anos)	48,0	0
Gasoduto Candeias-Camaçari 12"	Jan/1981	540 meses (45 anos)	66,8	0
Gasoduto Santiago-Camaçari 14"	Jan/1975	612 meses (51 anos)	37,7	0
Gasoduto Santiago-Camaçari 18"	Jan/1992	408 meses (34 anos)	53,5	0

Gasoduto Sergipe-Bahia (GASEB)	Jan/1974	624 meses (52 anos)	51,2	0
Gasoduto Guamaré-Cabo (Nordestão)	Jan/1986	480 meses (40 anos)	399,1	0
EDG Camaçari	Jan/1981	540 meses (45 anos)	72,0	0
EDG São Francisco do Conde	Jan/1981	540 meses (45 anos)	119,2	0
Subtotal			847,5	0

Fonte: Elaboração própria.

123. A Tabela 3 evidencia o efeito mais relevante e direto da revisão metodológica promovida pela ANP: a exclusão da Base Regulatória de Ativos de R\$ 847,5 milhões em Valor de Reposição Depreciado (VRD) que haviam sido reconhecidos pela avaliação KPMG para gasodutos cuja vida útil regulatória de 30 anos já se encontrava integralmente exaurida à data de início do ciclo tarifário.

124. Esse montante não representa divergência marginal de parâmetros, mas sim diferença estrutural decorrente do critério de marco temporal adotado para início da depreciação. Ao considerar as datas efetivas de entrada em operação constantes das Autorizações emitidas pela ANP, verifica-se que determinados ativos acumulam período de operação superior a três décadas, o que implica, pela metodologia regulatória, depreciação de 100% e valor regulatório igual a zero.

125. O caso mais emblemático é o Gasoduto Guamaré–Cabo (Nordestão). Inaugurado em 1986, o ativo acumula aproximadamente 40 anos de operação até dezembro de 2025, ou cerca de dez anos além da vida útil regulatória estabelecida. Ainda assim, segundo a metodologia aplicada pela KPMG, esse gasoduto apresentava VRD de R\$ 399,1 milhões, valor que pressupõe, implicitamente, reconhecimento de apenas cerca de 16 anos de depreciação efetiva — incompatível com sua idade operacional real.

126. Em termos econômicos, a manutenção desse valor residual significaria admitir que uma instalação que já operou por quatro décadas ainda possua parcela relevante de capital não recuperado, hipótese que não se sustenta sob a lógica de depreciação linear regulatória. Ao longo de 30 anos, a tarifa já proporcionou a recuperação integral do investimento reconhecido na base original. A manutenção de VRD adicional após esse período configuraria remuneração de capital desvinculada de investimento novo ou de extensão comprovada de vida útil, caracterizando potencial dupla remuneração.

127. A revisão promovida pela ANP, portanto, não representa reavaliação subjetiva da condição física do ativo, mas aplicação estrita e consistente do critério regulatório de vida útil e do princípio da vedação à dupla recuperação do capital. O ajuste observado decorre exclusivamente da adoção do marco temporal economicamente correto — a data efetiva de entrada em operação — e da eliminação de valor residual após o esgotamento da vida útil regulatória.

128. A Tabela 4 apresenta a comparação entre os valores da avaliação TAG/KPMG e os valores revisados pela ANP para os gasodutos da Malha Nordeste, com data-base em setembro de 2024.

Tabela 4 - Valores TAG/KPMG e ANP (em R\$ milhões)

Gasoduto	VRN ANP	VRD ANP	Depr. Reg. ANP	VRD KPMG	Deprec. TAG/KPMG
GASFOR	978,9	136,0	86,1%	389,7	32,2%
GASMEL	100,5	40,2	60,0%	98,9	50,0%
Ramal Aracati	5,6	1,6	71,1%	2,6	33,3%
Candeias-Aratu 12"	134,9	-	100,0%	48,0	27,3%
Candeias-Camaçari 12"	228,3	-	100,0%	66,8	17,3%

Candeias-Camaçari 14"	299,2	106,4	64,4%	72,3	42,8%
Santiago-Camaçari 14"	247,4	-	100,0%	37,7	18,7%
Santiago-Camaçari 18"	318,7	-	100,0%	53,5	18,8%
EDG Aratu	95,8	44,7	53,3%	47,9	50,0%
GASEB	393,6	-	100,0%	51,2	16,2%
EDG Catu	610,9	241,0	60,6%	503,4	52,8%
EDG Camaçari	151,7	-	100,0%	72,0	47,5%
EDG S. F. do Conde	219,3	-	100,0%	119,2	54,4%
Atalaia-Itaporanga	245,2	92,6	62,2%	120,0	45,9%
Carmópolis-Pilar	2.737,8	1.064,7	61,1%	872,7	46,8%
Catu-Itaporanga	3.041,5	1.292,7	57,5%	2.152,7	50,3%
EDG Atalaia	61,3	31,0	49,4%	46,0	57,6%
Itaporanga-Carmópolis	1.049,3	445,9	57,5%	271,6	47,5%
Ramal Fafen-Sergas	104,0	55,2	46,9%	171,6	57,9%
EDG Pilar	20,2	8,6	57,5%	14,7	72,5%
GASALP	1.322,8	242,5	81,7%	461,8	36,5%
Ramal Termopernambuco	95,5	24,9	73,9%	77,8	40,4%
Nordestão	1.186,1	-	100,0%	399,1	36,0%
Ramal Recife (Loop)	89,9	46,7	48,1%	172,9	56,7%
Ramal Santa Rita	46,0	14,8	67,8%	41,2	46,3%
TOTAL	13.784,7	3.889,6	71,8%	6.365,6	43,3%

Fonte: Elaboração própria.

129. A diferença de R\$ 2.476,0 milhões entre o Valor de Reposição Depreciado (VRD) apurado pela KPMG (R\$ 6.365,6 milhões) e o VRD calculado pela ANP (R\$ 3.889,6 milhões) para os gasodutos da Malha Nordeste não decorre de alteração arbitrária de parâmetros, mas da aplicação de critérios regulatórios distintos e tecnicamente fundamentados. Essa divergência pode ser decomposta em dois efeitos principais, com impactos cumulativos sobre a BRA.

(i) Efeito 1 — Correção do Marco Temporal e Aplicação da Regra de Corte aos 30 anos

130. O primeiro efeito — e de maior magnitude — resulta da adoção, pela ANP, de critério de depreciação regulatória baseado na vida útil efetiva de cada ativo, contada a partir da data real de entrada em operação registrada nas respectivas Autorizações de Operação emitidas pela ANP.

131. Esse critério diverge estruturalmente da abordagem TAG/KPMG sob dois aspectos:

1. Origem das datas de início da depreciação: a KPMG utilizou datas extraídas da base

contábil da TAG, não validadas junto ao regulador e divergentes das datas oficiais de entrada em operação.

2. Ausência de regra de corte para ativos com vida útil exaurida: a metodologia KPMG não reconhece valor regulatório zero ao término da vida útil regulatória, mantendo piso residual de 10%. Já a metodologia ANP estabelece depreciação de 100% e valor regulatório igual a zero para ativos com 360 meses ou mais de operação efetiva.

132. O efeito combinado dessas duas diferenças é expressivo. Os oito gasodutos e EDGs com mais de 360 meses de operação efetiva apresentavam, na avaliação KPMG, VRD total de R\$ 847,5 milhões. Pela metodologia ANP, esses ativos passam a VRD regulatório igual a zero, pois já tiveram seu capital integralmente recuperado ao longo da vida útil regulatória.

133. O caso mais emblemático é o Gasoduto Guamaré–Cabo (Nordestão). Em operação desde 1986, acumula aproximadamente 40 anos de operação até dezembro de 2025 — dez anos além da vida útil regulatória de 30 anos. Ainda assim, a avaliação KPMG atribuía a esse ativo VRD de R\$ 399,1 milhões, valor incompatível com sua idade operacional real sob a lógica de depreciação linear regulatória.

134. Esse primeiro efeito corresponde, portanto, à eliminação de parcela de VRD associada a ativos cuja vida útil regulatória já se encontrava integralmente exaurida.

(ii) Efeito 2 — Ampliação do Período de Depreciação até o Início do Ciclo Tarifário

135. O segundo efeito decorre da diferença entre as datas-base consideradas por cada abordagem.

136. A avaliação TAG/KPMG possui data-base de 30 de setembro de 2024. Já a ANP calcula a depreciação regulatória até 31 de dezembro de 2025 — data de início do ciclo tarifário 2026–2030 — incorporando adicionalmente 15 meses de desgaste físico e obsolescência econômica não considerados na avaliação KPMG.

137. Esse efeito incide sobre toda a carteira de ativos ainda não integralmente depreciados. A cada gasoduto é imputada depreciação adicional proporcional ao período entre as duas datas-base, reduzindo o valor residual regulatório.

138. Gasodutos como o GASFOR e o GASALP ilustram a magnitude desse componente:

- **GASFOR:**

Depreciação regulatória ANP: 86,1%

VRD ANP: R\$ 136,0 milhões

VRD KPMG: R\$ 389,7 milhões

- **GASALP:**

Depreciação regulatória ANP: 81,7%

VRD ANP: R\$ 242,5 milhões

VRD KPMG: R\$ 461,8 milhões

139. A diferença entre esses valores reflete simultaneamente a correção do marco temporal inicial da depreciação e a incorporação de 15 meses adicionais de vida útil consumida até o início do ciclo tarifário.

140. O segundo efeito, portanto, não está associado à exclusão integral de ativos, mas à redução proporcional do valor residual remanescente daqueles ainda dentro da vida útil regulatória.

141. A entrada em operação comercial do Gasoduto GASFOR II em 1º de junho de 2025 —

conforme descrito na SEção 6 desta Nota Técnica — implicou a desativação de trecho de 25 km e 10 polegadas do GASFOR original, que desempenhava função equivalente à nova instalação.

142. Do ponto de vista regulatório, ativo que deixa de prestar serviço não pode integrar a Base Regulatória de Ativos. Assim, o trecho desativado deve ser excluído da BRA a partir da data de sua desativação, conforme cálculo abaixo:

Cálculo do VRN do trecho desativado

Utilizando o custo unitário específico adotado pela KPMG para o GASFOR (R\$ 230/m.pol):

VRN do trecho desativado = 25.000 m × 10 pol × R\$ 230/m.pol = R\$ 57,5 milhões

Cálculo do VRD correspondente

Aplica-se o fator residual do GASFOR na metodologia ANP (13,889%, derivado da relação entre o VRD de R\$ 135,955,556 e o VRN de R\$ 978.880.000):

VRD a deduzir = R\$ 57,5 milhões × 13,889% = R\$ 7,99 milhões

Tabela 5 – Valores ajustados do GASFOR (R\$ milhões)

	VRN ANP	VRD ANP
GASFOR — valor original	978,88	135,96
(–) Trecho desativado (25 km, 10")	(57,50)	(7,99)
GASFOR — valor ajustado	921,38	127,97
Demais gasodutos (inalterado)	11.826,94	3.753,61
TOTAL ajustado (set/2024)	12.748,32	3.881,58

Fonte: Elaboração própria.

143. Esse ajuste assegura que a BRA reflita apenas ativos efetivamente utilizados na prestação do serviço regulado.

144. O VRD total ajustado apurado, expresso em moeda de setembro de 2024, deve ser atualizado monetariamente até dezembro de 2025, data de início do ciclo tarifário 2026–2030, nos termos do art. 7º da Resolução ANP nº 991/2026.

145. O fator IPCA acumulado entre setembro de 2024 e dezembro de 2025 é de 1,0627005.

- VRD total (dez/2025) = R\$ 3.881,58 milhões × 1,0627005
- VRD total (dez/2025) = R\$ 4.125,0 milhões

146. Esse valor corresponde à Base Regulatória de Ativos dos gasodutos da Malha Nordeste aprovada para o início do ciclo tarifário 2026–2030, em moeda de dezembro de 2025, incorporando cumulativamente: (i) a depreciação regulatória individual calculada até 31 de dezembro de 2025; (ii) a exclusão do trecho do GASFOR desativado em razão da entrada em operação do GASFOR II, e; (iii) a atualização monetária pelo IPCA até a data-base do ciclo tarifário.

147. A BRA resultante reflete, assim, exclusivamente o valor econômico remanescente de ativos efetivamente utilizados na prestação do serviço regulado, em conformidade com os princípios de prudência, modicidade tarifária e vedação à dupla remuneração do capital.

2.3. Determinações Regulatórias para a proposta TAG para a Base Regulatória de Ativos

Determinação Regulatória:

- **Exclusão do método do CHCI como metodologia de valoração da BRA da TAG**, em razão de (i) inadequação econômica da indexação histórica, (ii) risco de supervalorização via sustaining CAPEX, e; (iii) limitação na rastreabilidade dos registros contábeis utilizados para aplicar o CHCI.
- **Adotar o método CRN** depreciado como metodologia aplicável para a terminação da BRA inicial da TAG, com fundamento no inciso II do § 2º do art. 6º da Resolução ANP nº 991/2026.
- Estabelecer como único marco válido para início da contagem da depreciação regulatória de cada ativo a data efetiva de entrada em operação comercial constante da respectiva Autorização de Operação emitida pela ANP.
- Rejeitar a adoção de qualquer percentual mínimo garantido de valor residual para ativos que tenham atingido ou ultrapassado 360 meses (30 anos) de operação efetiva, contados a partir da data constante da Autorização de Operação.
- Aprovar o valor de **R\$ 4.125,0 milhões** (moeda de dezembro/2025) para a BRA dos ativos do Contrato Malhas Nordeste para o ciclo 2026-2030.

3. GASTOS OPERACIONAIS (OPEX)

148. Por meio dos documentos “NOTA TÉCNICA PROPOSTA TARIFÁRIA TAG CICLO REGULATÓRIO 2026-2030 REV.1” (5082413) e Anexo 1.1 - Proposta de RMP TAG_Rev2 (5133603) a TAG apresentou uma projeção de OPEX totalizando aproximadamente **R\$ 2.195,7 milhões** para o ciclo 2026-2030 (excluindo R\$ 37,0 milhões de "abertura" em 2026), com uma média anual de **R\$ 439,1 milhões**.

149. A análise a seguir decompõe esses valores e propõe o método de validação à luz dos princípios estabelecidos pelas NGR Rules 91 e 93, bem como da metodologia *Base-Step-Trend* utilizada pela AER.

3.1. Estrutura e Composição do OPEX

150. A aba "5- OPEX Resumo" da planilha "Anexo 1.1 - Proposta de RMP TAG_Rev2" (5133603) apresenta projeções de O&M e G&A constantes para todo o ciclo 2026-2030 em Mil R\$ (Moeda Dez/25), conforme Tabela 6:

Tabela 6 - Proposta de O&M e G&A

Componente	Anual (R\$ MM)	Total 2026-2030 (R\$ MM)	% do Total OPEX
Custos de Manutenção e Operação (O&M)			
Custo com Pessoal (O&M)	25,2	126,2	5,7%
Manutenção e Operação de Compressores	66,9	334,3	15,2%
Manutenção Proteção Catódica	4,1	20,3	0,9%
Outras Manutenções	131,6	658,2	30,0%
Conservação/Manutenção Faixa Servidão	46,7	233,5	10,6%
Combustíveis e Lubrificantes	0,1	0,5	0,0%
Serviços Utilidade Pública e Comunicação	2,8	14,0	0,6%
Passagem PIG limpeza	6,1	30,4	1,4%

Aluguéis e Seguros	29,0	144,9	6,6%
Outros Custos e Despesas	17,5	87,3	4,0%
Subtotal O&M	343,6	1.717,9	78,2%
Despesas Gerais e Administrativas (G&A)			
Custo com Pessoal (SG&A)	48,2	241,0	11,0%
G&A Atribuíveis ao Empreendimento	47,4	237,8	10,8%
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	0,0	0,0	0,0%
Estudos e Projetos	13,7	68,3	3,1%
Subtotal G&A	95,6	478,0	21,8%
TOTAL OPEX (2026-2030)	439,1	2.195,7	100%

Fonte: Elaboração própria a partir de Anexo 1.1 e Proposta de RMP TAG_Rev2" (5133603) .

OBS: A planilha registra R\$ 37,0 milhões para 2026 como "Abertura", referente a gastos com abertura de mercado, mas não detalha suficientemente este valor. O OPEX total incluindo essa rubrica seria de **R\$ 2.232,7 milhões** no período 2026-2030.

3.2. Análise Crítica dos Dados Declarados

3.2.1. OPEX Constante e Ausência de Fator X

151. O OPEX declarado de R\$ 439,1 milhões/ano, composto por valores projetados de O&M de R\$ 343,6 milhões/ano e G&A de R\$ 95,6 milhões/ano, permanece rigorosamente constante para todos os anos do ciclo 2026-2030. Esta premissa é incompatível com o art. 11 da Resolução 991/2026, o qual estabelece que "[a] receita máxima permitida será objeto de reajuste anual ao final de cada ano de um ciclo tarifário, considerando a atualização pela inflação e a aplicação do fator x (...)".

152. Uma projeção de custos constantes viola o princípio econômico básico de que empresas em indústrias de rede devem apresentar ganhos de produtividade ao longo do tempo. O "Fator X" captura ganhos de eficiência e produtividade esperados, devendo ser subtraído da inflação no reajuste anual. Na prática internacional, o Fator X tipicamente varia entre 0,5% e 2,5% ao ano, refletindo ganhos de produtividade total dos fatores, economias de escala à medida que a rede amadurece, aprendizado organizacional e otimização de processos, e digitalização e automação.

153. A manutenção de OPEX constante em termos reais implica Fator X igual a zero, o que contradiz a premissa de ganhos de eficiência que fundamenta a regulação por incentivos. Assim sendo, a eficiência deve ser exigida na definição do OPEX de base. Na regulação australiana, a AER rejeita sistematicamente propostas de OPEX que não incorporem uma taxa de variação de produtividade negativa (redução de custo unitário), exceto onde haja aumento comprovado de escala. A aceitação de OPEX constante sinalizaria ao mercado que a ANP não está comprometida com a regulação por incentivos, criando precedente perigoso para futuras revisões tarifárias.

Determinação Regulatória:

A calibração do Fator X será determinada pela ANP na 3ª fase do Plano de Ação para o ciclo 2026-2030 e submetida a Consulta Pública.

3.2.2. Ausência de Critérios Adequados de Alocação de Custos de O&M e G&A

Análise de custos de O&M

154. A análise de custos de O&M indicam discrepância significativa entre valores propostos e os valores históricos observados nas demonstrações financeiras da empresa:

- Valor Projetado de O&M (TAG) – Malha Nordeste: R\$ 343,6 milhões/ano (2026-2030, excluindo abertura de mercado)
- Valor do O&M nas Demonstrações Financeiras 2024 – Todos os ativos: R\$ 548 milhões

155. A TAG afirma, de forma genérica, que "sempre que possível, foi utilizada a alocação direta de tais custos, por meio dos valores cobrados nos contratos de prestação de serviços. Para os custos não cobrados diretamente por meio de contratos de serviços, foi aplicado o critério de quilometragem."

156. Esta declaração é insuficiente para atender aos requisitos do **Art. 8º, § 2º, III**, da Resolução ANP nº 991/2026, que estabelece que os custos operacionais devem ser "considerados eficientes e prudentes pela ANP". A verificação de eficiência e prudência exige transparência absoluta sobre:

- Quais custos foram alocados diretamente à Malha Nordeste e com base em qual critério objetivo;
- O valor total de cada categoria de custo antes da alocação;
- A metodologia específica de rateio aplicada aos custos comuns; e
- Os critérios de causalidade que fundamentam cada método de alocação escolhido.

157. A TAG não apresentou uma **Matriz de Alocação de Custos** para o O&M que permita à ANP verificar se os R\$ 343,6 milhões propostos refletem apenas custos efetivamente atribuíveis à Malha Nordeste.

158. Esta matriz deve conter, no mínimo, os seguintes elementos para cada categoria de custo:

- o custo total incorrido antes de qualquer alocação entre sistemas;
- a classificação do custo como direto (quando cem por cento atribuível à Malha Nordeste, como seria o caso de manutenção de equipamento localizado exclusivamente neste sistema) ou rateado (quando se trata de custo comum que beneficia múltiplos sistemas operados pela TAG);
- para custos classificados como diretos, a justificativa técnica que comprove sua atribuição exclusiva à Malha Nordeste, incluindo localização geográfica de ativos ou contratos específicos;
- para custos classificados como rateados, a base de alocação utilizada e sua fundamentação técnica, especificando se o critério foi quilometragem, capacidade instalada, volume transportado, número de ativos, horas de operação, ou outra métrica, bem como a razão pela qual este critério reflete adequadamente a causalidade do custo;
- o percentual resultante aplicado à Malha Nordeste após a aplicação do critério de rateio; e
- o valor final alocado à Malha Nordeste em cada rubrica.

159. Cabe apontar ainda que as demonstrações financeiras de 2024 registram R\$ 502 milhões em custos de O&M com a ESOM (Engie Soluções de Operação e Manutenção Ltda.), empresa do mesmo grupo econômico da TAG, sendo que este valor representa 91,6% do total de O&M de 2024.

160. Dado o relacionamento de parte relacionada (Engie-TAG-ESOM), há risco regulatório de que os preços contratuais incluam margens superiores às de mercado. O **art. 12** da Resolução ANP 991/2026 autoriza a ANP a "exigir do transportador os registros contábeis relativos ao projeto ou a apresentação de relatório de auditoria", incluindo a possibilidade de "exclusão da receita e do capital" em caso de não conformidade.

Exigência Regulatória:

161. A TAG deve enviar a íntegra do contrato ESOM, incluindo: (i) critérios de precificação (cost-plus, preço fixo, híbrido; estrutura de custos discriminada - mão de obra, materiais, overhead, margem); mecanismos de reajuste e gatilhos de revisão de preços; e o escopo detalhado de serviços por sistema (Malha Nordeste, GASENE, Pilar-Ipojuca e Sistema Urucu-Coari-Manaus).

162. Acompanhado do envio do contrato ESOM, deve ser indicado quais rubricas da planilha de OPEX Resumido apresentado são cobertas por este contrato e quais são custos de O&M são diretamente arcados pela TAG.

Análise de custos de G&A

163. Assim como no caso do O&M, a análise de custos de G&A indicam discrepância significativa entre valores propostos e os valores históricos observados nas demonstrações financeiras da empresa:

Valor Projetado de G&A (TAG): R\$ 95,6 milhões/ano (2027-2030)

Valor do G&A nas Demonstrações Financeiras 2024: R\$ 177 milhões

164. A TAG propõe rateio de G&A por quilometragem. Este critério, embora simples, pode ser **inadequado para despesas gerais e administrativas**, uma vez que podem não guardar relação causal com a extensão física da rede. O **art. 10** da Resolução ANP nº 991/2026 estabelece que as estimativas de G&A "devem ser baseadas em dados históricos do transportador e referenciais de eficiência nacional ou internacional", o que implica uso de critérios de alocação que reflitam a real causalidade dos custos.

165. Despesas com alta administração (CEO, CFO, Conselho), departamento jurídico, financeiro, recursos humanos e TI corporativa variam conforme fatores como receita, número de transações, número de empregados ou complexidade regulatória — não conforme quilômetros de duto. Dessa forma, a utilização indiscriminada de quilometragem como *proxy* pode resultar em sobre ou subalocação material de custos à Malha Nordeste.

Exigência Regulatória:

166. A TAG deve enviar Matriz de Alocação de Custos específica para G&A, identificando para cada rubrica:

- O custo total antes da alocação;
- Se o custo é direto (específico de um sistema) ou comum;
- O critério de rateio aplicado e sua justificativa técnica; e
- O percentual e valor alocado à Malha Nordeste.

167. A ausência desta demonstração constitui **deficiência material** na proposta tarifária, impedindo a ANP de atestar que os custos são "eficientes e prudentes" conforme exigido pelo **art. 8º, § 2º, III**, da Resolução ANP nº 991/2026.

3.2.3. "Estudos e Projetos" — R\$ 68,3 milhões sem Justificativa

168. A TAG inclui em sua projeção de OPEX a rubrica "Estudos e Projetos" no valor de R\$ 13,7 milhões/ano, totalizando R\$ 68,3 milhões ao longo do ciclo 2026-2030. Este montante representa 3,1% do OPEX total proposto e é mantido constante durante todo o período, sem qualquer detalhamento quanto à natureza, escopo, necessidade ou resultados esperados destes estudos e projetos.

169. A inclusão de valores genéricos para "estudos e projetos" na base tarifária regulada sem especificação prévia viola princípios fundamentais da regulação econômica. O **art. 8º, § 2º, III**, da Resolução 991/2026 exige que custos sejam "eficientes e prudentes", o que pressupõe que a ANP possa

avaliar, *ex ante*, a necessidade e adequação de cada dispêndio material. Estudos e projetos, por sua natureza discricionária, requerem escrutínio ainda mais rigoroso, pois podem incluir desde consultoria estratégica empresarial (não elegível para tarifa) até estudos técnicos mandatórios (elegíveis).

170. A ANP deve glosar integralmente os R\$ 68,3 milhões de "Estudos e Projetos", estabelecendo regime de aprovação prévia obrigatória para qualquer estudo que a TAG deseje incluir na base tarifária.

Exigência Regulatória:

171. Cada submissão de estudo e projetos deve conter escopo detalhado, justificativa técnica demonstrando necessidade mandatória ou contribuição objetiva para eficiência/segurança, orçamento comparado com referências de mercado, e demonstração de que não pode ser realizado com recursos internos existentes.

3.2.4. G&A "Abertura de Mercado" — R\$ 37,0 milhões (2026)

172. A TAG propõe incluir **R\$ 37,0 milhões** de "Despesas Gerais e Administrativas atribuíveis ao Empreendimento" referentes a gastos com abertura de mercado incorridos desde 2019 (atualizados monetariamente). Este valor representa **8,4%** do OPEX anual projetado e **1,7%** do OPEX total do ciclo.

173. A TAG menciona no documento "Nota Técnica Proposta Tarifária TAG - Ciclo Regulatório 2026-2030 Rev.1" (SEI 5082413) gastos com ATGÁS (Associação dos Transportadores), feiras, eventos, consultorias e estudos técnicos. Parte substancial destes gastos pode ter natureza de marketing ou comercial, não sendo adequada sua inclusão na base tarifária como custo de serviço regulado. Nas NGR, a distinção entre custos regulados e custos comerciais ou estratégicos é clara: apenas custos "necessários à provisão de serviços de gasodutos" (Rule 91(1)) são incluíveis. Gastos com desenvolvimento de mercado, embora possam indiretamente beneficiar o transportador via aumento de utilização da capacidade, são, em essência, investimentos comerciais que devem ser financiados pela expectativa de retorno futuro, não pelos consumidores atuais.

174. Gastos com desenvolvimento de mercado beneficiam primariamente o transportador (via aumento de utilização da capacidade e redução de risco de ociosidade), devendo-se avaliar adequação de transferência integral para tarifas. Na prática australiana, o AER distingue cuidadosamente entre custos necessários ao serviço regulado (incluíveis na base tarifária) e custos comerciais ou estratégicos (não incluíveis). Existe presunção de que o transportador deve arcar com custos de natureza comercial de seus próprios recursos ou recuperá-los via redução de risco de capacidade ociosa (que já é remunerado pelo WACC).

Exigência Regulatória:

175. A TAG deve apresentar detalhamento completo com planilha analítica contendo cada item de gasto, data, fornecedor, valor nominal e justificativa de necessidade para a prestação do serviço regulado.

176. Deve haver segregação regulatória versus comercial, classificando cada gasto como estritamente necessário à operação regulada (elegível para inclusão), desenvolvimento de mercado ou comercial (não elegível), ou misto ou ambíguo (análise caso a caso). Mesmo para gastos classificados como necessários à operação, deve-se verificar se o montante é proporcional ao benefício para o serviço regulado.

3.2.5. A Categoria "Outras Manutenções" e "Outros Custos"

177. O item "Outras Manutenções" representa R\$ 131,6 milhões/ano (R\$ 658,2 milhões no período), sendo a maior linha individual do OPEX de O&M, superando até a manutenção de compressores (R\$ 66,9 milhões/ano). Adicionalmente, há "Outros Custos e Despesas" de R\$ 17,5 milhões/ano (R\$ 87,3 milhões no período).

178. A soma das categorias genéricas totaliza R\$ 745,5 milhões, representando 34% do OPEX

total (30,0% de Outras Manutenções mais 4,0% de Outros Custos e Despesas). A apresentação de mais de um terço do OPEX total sob rubricas genéricas ("Outras") impede a verificação da prudência e eficiência exigidas pelo art. 8º, § 2º, inciso III, da Resolução ANP 991/2026. Sem detalhamento analítico (quais ativos, quais serviços, quais contratos), a ANP não pode atestar que tais gastos são "necessários à prestação do serviço".

179. Esta prática viola os princípios básicos de transparência regulatória. Na regulação australiana, a AER sistematicamente rejeita propostas que não forneçam abertura analítica suficiente para permitir a replicação dos cálculos e a verificação da alocação de custos. Em decisões recentes de Access Arrangement, a AER exige detalhamento mínimo de custos por tipo de atividade (manutenção preventiva, corretiva, preditiva), sistema ou ativo específico, contrato ou fornecedor (para custos terceirizados), e período de execução.

180. Na ausência de detalhamento adequado, faz-se necessário a aplicação de um *haircut* (corte preventivo) nas categorias genéricas. A lógica é: se a transportadora não pode demonstrar que o gasto é necessário e eficiente, presume-se que não é.

181. Esta abordagem encontra respaldo direto no art. 12 da Resolução ANP 991/2026 (autoriza a ANP a "exigir do transportador os registros contábeis relativos ao projeto", com possibilidade de "exclusão da receita e do capital" em caso de não conformidade), na NGR Rule 91(1) (estabelece que apenas custos que "seriam incorridos por um provedor prudente" são elegíveis, sendo que a falta de detalhamento impede a verificação de prudência), e no princípio do ônus da prova (na regulação por incentivos, o ônus de demonstrar eficiência e prudência recai sobre o regulado, não sobre o regulador).

4. **SUSTAINING CAPEX**

4.1. **Proposta da TAG para Sustaining CAPEX**

182. A aba "3.3- CAPEX_Ativo N Imob +Sust." da planilha "Anexo 1.1 ç Proposta de RMP TAG_Rev2" (5133603) apresenta duas seções principais :

- Obras Encerradas não imobilizadas em 2024: Valores em MBRL (Dez/24 e atualizados pelo IPCA para Dez/25), totalizando R\$ 393,9M (Dez/24) ou R\$ 414,2M (Dez/25). Estes representam investimentos já realizados, mas ainda não incorporados ao imobilizado.
- Sustaining Malha Integrada: Projeções para 2025–2030, totalizando R\$ R\$ 1.705 milhões.

4.2. **Avaliação da proposta da TAG para Sustaining CAPEX 2026-2030**

183. A TAG projeta investimentos de manutenção na ordem de R\$ 1,7 bilhão entre 2026 e 2030, com uma curva decrescente acentuada: iniciando em R\$ 442 milhões em 2026 e estabilizando em R\$ 277 milhões em 2029-30. Esta seção analisa esses investimentos propostos à luz dos princípios de prudência e eficiência da Resolução ANP 991/2026, utilizando como referência as National Gas Rules (NGR) da Austrália e as práticas da Australian Energy Regulator (AER).

184. A Tabela 7 apresenta os valores propostos de sustaining CAPEX para o Ciclo 2026-2030, por categoria e sua participação percentual.

Tabela 7 - Proposta de Sustaining Malha Integrada 2026-2030 (em R\$ milhões)

Categoria	Vida Útil	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2026–2030	% do Total
Terrenos	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%
Imóveis/Edificações	30	2,0	0,2	0,0	0,0	0,0	2,2	0,1%
Tubulação – Trechos/Ramais	30	24,5	0,2	2,4	0,5	0,5	28,1	1,6%

Componentes – Tubulação	30	12,8	11,7	0,0	0,0	0,0	24,5	1,4%
Pontos de Entrada	30	14,7	13,9	52,7	78,0	78,0	237,2	13,9%
Pontos de Saída	30	39,0	18,2	20,4	6,0	6,0	89,5	5,3%
Estações de Compressão	30	47,8	32,2	13,1	42,7	42,7	178,5	10,5%
EMEDs/ERPs	30	4,3	1,7	4,9	6,0	6,0	22,9	1,3%
Pontos de Interconexão	30	14,4	13,7	0,0	0,0	0,0	28,2	1,7%
Móveis, Equipamentos e Instalações de Escritório	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%
Máquinas/Equip. Operacionais	10	26,4	2,8	5,1	8,5	8,5	51,2	3,0%
Infraestrutura de TI	5	35,0	27,0	22,1	16,3	16,3	116,8	6,8%
Equipamentos e Instalações de Comunicação	5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%
Veículos	5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%
Pig Instrumentado	5–30	10,4	8,0	5,6	2,4	2,4	28,9	1,7%
Redução Emissão/Transição Energ.	30	16,6	39,9	34,5	38,2	38,2	167,5	9,8%
Service Exchange (Overhaul)	5–30	36,9	33,9	57,8	14,4	14,4	157,4	9,2%
Condicionantes Ambientais	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,0%
Classe de Localização	30	95,3	102,0	0,7	24,5	24,5	247,0	14,5%
Outros	20	62,3	85,4	99,4	39,2	39,2	325,5	19,1%
TOTAL	-	442,4	390,9	318,7	276,8	276,8	1.705,5	100,0%

Fonte: Elaboração própria a partir de Anexo 1.1 e Proposta de RMP TAG_Rev2" (5133603).

185. O Art. 6º, § 1º, da Resolução ANP nº 991/2026 estabelece que "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." Este dispositivo consagra o **teste de prudência e necessidade** como condição necessária e suficiente para inclusão de ativos na base regulatória.

186. A TAG apresenta valores declaratórios sem a documentação técnica mínima exigida para verificação de prudência e eficiência. Especificamente, a proposta não inclui:

- Laudos técnicos de engenheiros especializados que justifiquem a necessidade dos investimentos;
- Estudos de engenharia detalhados com especificações técnicas e justificativas de projeto;
- Cronogramas físico-financeiros detalhados dos projetos; e
- Orçamentos detalhados com especificações técnicas, quantitativos e composições de custos unitários

187. Dessa forma, a TAG deve encaminhar à ANP, antes da aprovação para inclusão na BRA, a documentação técnica completa para cada categoria de investimento material (definida como aquela que represente mais de 5% do *Sustaining* CAPEX total do ciclo). Esta exigência decorre diretamente do § 1º do art. 6º da Resolução ANP nº 991/2026, que condiciona a inclusão na BRA à demonstração de que o investimento é "prudente e necessário."

188. Outro ponto que chama bastante atenção é a repetição de valores idênticos nos anos de 2029 e 2030. Em um ambiente de engenharia complexa, a probabilidade de que os custos de projetos distintos em dois anos consecutivos sejam idênticos até a sexta casa decimal é inexistente. Investimentos em infraestrutura envolvem múltiplos fatores como: ativos com diferentes cronogramas de deterioração; variação natural de custos entre projetos específicos; diferentes escopos de intervenção (substituição parcial vs. total, equipamentos de diferentes portes); inflação de custos específicos de materiais e mão de obra especializada e; contingências técnicas específicas de cada projeto.

189. A repetição exata indica que a TAG não possui um portfólio de projetos definidos para 2029 e 2030. Em vez disso, aparenta ter utilizada uma técnica de "arrasto" (*roll-forward*) ou inserção de *placeholders* (valores de reserva) para preencher a planilha regulatória. Ambas as situações impedem a ANP de verificar se os investimentos são "prudentes e necessários" conforme exigido pelo art. 6º, § 1º da Resolução 991/2026.

190. No caso, a aceitação de valores "arrastados" ou *placeholders* para o cálculo da tarifa de transporte definitiva viola o princípio da modicidade tarifária. O regulador estaria autorizando a cobrança de tarifas de transporte sobre investimentos que a própria transportadora não sabe se ou como realizará. Isso transfere o risco de planejamento da empresa para o usuário do serviço de transporte, e por conseguinte para os consumidores finais.

Exigências Regulatórias:

191. A TAG deve apresentar à ANP, cada ano do ciclo 2026-2030, listagem completa de projetos específicos contendo:

- Nome/identificação do projeto;
- Ativo alvo (trecho de gasoduto, equipamento específico, ECOMP);
- Escopo técnico resumido;
- Justificativa de timing (por que executar em ano específico); e
- Custo estimado.

Determinação Regulatória:

Glosar integralmente os R\$ 276,8 milhões/ano propostos de sustaining CAPEX para os anos de 2029 e 2030.

4.2.1. Avaliação da proposta da TAG para Sustaining CAPEX por categoria

4.2.2. Pontos de Entrada – R\$ 237,2 milhões (13,9% do Total)

192. O investimento em Pontos de Entrada apresenta perfil de crescimento exponencial pouco compatível com o conceito de *Sustaining CAPEX*: R\$ 14,67 milhões em 2026 e R\$ 13,87 milhões em 2027, escalando para R\$ 52,66 milhões em 2028 e R\$ 78,01 milhões/ano em 2029–2030.

193. A TAG indica que em 2024 operava 228 contratos do Novo Mercado de Gás. Esta informação sugere fortemente que parte significativa dos investimentos em Pontos de Entrada pode se destinar a ampliação ou inclusão de novos pontos de entrada para atender clientes do mercado aberto, não à substituição ou modernização de pontos existentes.

194. Tomando como base a experiência australiana, a NGR Rule 79(2) estabelece que investimentos de capital são justificáveis sob diferentes bases. Embora a regra não defina explicitamente categorias de CAPEX, a prática regulatória australiana desenvolveu uma taxonomia útil baseada nestes critérios de justificativa:

- Investimentos para manutenção de capacidade existente (alinhados com Rule 79(2)(c)(iv)): Investimentos necessários "para manter a capacidade do provedor de atender níveis de demanda existentes no momento em que o investimento é incorrido (distinto de demanda projetada que depende de expansão de capacidade do gasoduto)." Exemplos: substituição de equipamentos obsoletos, modernização de sistemas de medição defasados, conformidade com novas normas técnicas aplicáveis a ativos existentes.
- Investimentos para atender demanda incremental (alinhados com Rule 79(2)(b)): Investimentos justificáveis quando "o valor presente da receita incremental esperada gerada como resultado do investimento excede o valor presente do investimento de capital." Exemplos: expansão de capacidade de transporte, novos trechos de gasoduto em resposta ao crescimento de demanda.
- Investimentos para conexão de usuários específicos (sujeitos a Rule 82 sobre contribuições de capital): A Rule 82(1) reconhece que "um provedor de serviços pode receber uma contribuição de capital para seu investimento de capital [...] de qualquer pessoa, incluindo um usuário." A Rule 82(2) estabelece que o CAPEX pode ser incluído na base de capital, mas "não na extensão de qualquer contribuição de capital." Isto implica que investimentos para conectar novos usuários podem justificar contribuição direta do beneficiário.

195. A NGR Rule 79(1)(b) e (2) estabelece que investimentos de capital só são elegíveis se justificáveis sob uma das seguintes bases:

- (a) Valor Econômico Positivo: O valor econômico global do investimento (benefícios menos custos) é positivo;
- (b) Receita Incremental: O valor presente da receita incremental esperada excede o valor presente do investimento;
- (c) Necessidade Operacional: O investimento é necessário para manter e melhorar a segurança, manter a integridade, cumprir obrigação regulatória, ou manter a capacidade de atender níveis de demanda existentes (não futuros).

196. Investimentos para atender crescimento de demanda (novos contratos) enquadram-se no item (b). Portanto, constituem *Augmentation* ou *Connection CAPEX*, não *Sustaining CAPEX*.

197. A distinção não é meramente semântica. O tratamento regulatório difere substancialmente conforme a justificativa do investimento:

Investimentos para manutenção de capacidade existente (Rule 79(2)(c)(iv)): Incluídos integralmente na base de capital e recuperados via tarifas de todos os usuários (socialização), pois são necessários para manter o serviço existente.

Investimentos para demanda incremental (Rule 79(2)(b)): Devem demonstrar que a receita incremental esperada justifica o investimento. Podem estar sujeitos a teste de benefício (*beneficiaries pay*), com possível contribuição de capital dos usuários que se beneficiam diretamente do aumento de capacidade, conforme estabelecido na Rule 82.

Investimentos para conexão de usuários específicos (Rule 82): Tipicamente financiados mediante contribuição de capital (*upfront capital contribution*) do novo usuário, com possível compartilhamento se houver benefício sistêmico. A Rule 82(2) estabelece que o CAPEX pode ser incluído na base de capital "mas não na extensão de qualquer contribuição de capital."

198. A NGR Rule 79(6) e Rule 93 exigem que, quando um investimento serve tanto a usuários existentes quanto a novos serviços, deve haver alocação adequada de custos entre as diferentes categorias. No caso, a inclusão de investimentos justificados pela receita incremental (Rule 79(2)(b)) ou por conexão de novos usuários (Rule 82) na base tarifária sem contribuição dos beneficiários diretos

violaria o princípio de que usuários não devem pagar por infraestrutura que não utilizam.

Exigências Regulatórias:

199. A TAG deve apresentar à ANP, para cada Ponto de Entrada incluído na proposta:
- Identificação do Ponto de Entrada: Nome, localização geográfica precisa (coordenadas ou marco quilométrico) e ao ativo ao qual pertencente (gasoduto de transporte ou estação de distribuição de gás - EDG).
 - Evidência técnica de obsolescência, desgaste ou inadequação dos equipamentos existentes (laudos de engenharia, histórico de falhas, resultados de inspeções).
 - Demonstração de que a intervenção é necessária para manter a capacidade de atender demanda existente (não futura).
 - Especificações técnicas completas (medidores, válvulas, sistemas de controle, automação, obras civis).
 - Orçamento Detalhado, contendo os quantitativos e composições de custos unitários e o cronograma de execução.

Determinação Regulatória:
Glosar integralmente os R\$ 237,2 milhões da rubrica "Pontos de Entrada" .

4.2.3. Pontos de Saída – R\$ 89,5 milhões (5,3% do Total)

200. O investimento em Pontos de Saída totaliza R\$ 89,5 milhões para o ciclo 2026-2030, com perfil temporal de R\$ 39,0 milhões (2026), R\$ 18,2 milhões (2027), R\$ 20,4 milhões (2028), reduzindo para R\$ 6,0 milhões/ano em 2029-2030. Este perfil temporal é **diametralmente oposto** ao de "Pontos de Entrada", conforme Tabela 8:

Tabela 8 - Valores proposto de Pontos de Entrada e Pontos de Saída (em R\$ milhões)

Ano	Pontos de Entrada (R\$ MM)	Pontos de Saída (R\$ MM)
2026-2027	28,6 (concentração baixa)	57,2 (concentração alta)
2029-2030	156,0 (concentração alta)	12,0 (concentração baixa)

Fonte: Elaboração própria.

201. Em um sistema de transporte integrado, investimentos em pontos de entrada e saída deveriam apresentar **correlação temporal positiva**, especialmente quando destinados a atender novos contratos no mercado aberto. O padrão observado — investimentos concentrados em **saídas** nos anos iniciais e em **entradas** nos anos finais — é tecnicamente anômalo e carece de justificativa.
202. Similar aos Pontos de Entrada, parte significativa dos investimentos pode destinar-se a **ampliação ou inclusão de novos pontos** para atender clientes do mercado, não à substituição ou modernização de pontos existentes. Assim sendo, a classificação correta dos investimentos é fundamental para determinar se constituem *Sustaining CAPEX* elegível para inclusão na BRA, ou os gastos se enquadram como *Augmentation* ou *Connection CAPEX*, devendo ter um tratamento específico, conforme descrito na Subseção 3.2.2(a).

Exigências Regulatórias:

203. A TAG deve apresentar à ANP, para cada Ponto de Saída incluído na proposta:
- Identificação do Ponto de Saída: Nome, localização geográfica precisa (coordenadas ou

marco quilométrico) e ao ativo ao qual pertencente (gasoduto de transporte ou estação de distribuição de gás - EDG).

- Evidência técnica de obsolescência, desgaste ou inadequação dos equipamentos existentes (laudos de engenharia, histórico de falhas, resultados de inspeções).
- Demonstração de que a intervenção é necessária para manter a capacidade de atender demanda existente (não futura).
- Especificações técnicas completas (medidores, válvulas, sistemas de controle, automação, obras civis).
- Orçamento Detalhado, contendo os quantitativos e composições de custos unitários e o cronograma de execução.

Determinação Regulatória:

Glosar integralmente os R\$ 89,55 milhões da rubrica "Pontos de Saída" .

4.2.4. Redução de Emissão/Transição Energética – R\$ 167,5 milhões (9,8% do Total)

204. Esta é uma categoria inteiramente nova, sem precedente significativo no histórico de investimentos da TAG (apenas R\$ 1,4M registrado como "Obras Encerradas" em 2024). A projeção de R\$ 16,6 milhões (2026), R\$ 39,9 milhões (2027) e R\$ 38,2 milhões /ano em 2029–2030 necessita de fundamentação robusta.

205. A categoria concentra R\$ 26,4 milhões em 2026 (41,9% do total), com queda para R\$ 2,2 milhões em 2027 e distribuição irregular nos anos subsequentes, chegando a zero em 2030. O padrão irregular e a ausência de investimentos no último ano sugerem que os valores refletem projetos pontuais, não um programa contínuo de adequação regulatória.

206. Embora meritórios sob a ótica ambiental, os projetos apresentados não demonstraram obrigatoriedade legal imediata (*Mandated Compliance*) ou análise custo-benefício favorável à modicidade tarifária no cenário atual.

207. A Lei nº 14.134/2021 (Novo Marco do Gás) prevê, no art. 12, que "os agentes da indústria de gás natural [...] contribuirão para o alcance das metas nacionais de redução das emissões de gases de efeito estufa." Contudo, este dispositivo é programático, não autoaplicável. Não estabelece metas quantitativas específicas nem cronograma de implementação para o segmento de transporte dutoviário.

208. No Brasil, o Plano Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e os compromissos da Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) perante o Acordo de Paris estabelecem metas nacionais agregadas, mas não impõem obrigações específicas de redução de emissões para o segmento de transporte de gás natural por meio dutoviário. A principal fonte de emissões em gasodutos são: Emissões fugitivas (vazamentos de metano em válvulas, conexões, compressores); Combustão em compressores (quando utilizam gás natural como combustível), e Ventilação e purga (liberação intencional de gás durante manutenções).

209. Até o momento, não existe regulamentação da ANP ou legislação federal que estabeleça limites obrigatórios de emissões ou cronograma mandatório de substituição de equipamentos para transportadoras de gás natural operando sob regime regulado.

210. Sem obrigação regulatória específica, os investimentos em redução de emissões são voluntários/estratégicos, não necessários à prestação do serviço atual. A transportadora pode julgá-los importantes para sua imagem corporativa, responsabilidade socioambiental, ou preparação para futuras regulações, mas estes constituem investimentos estratégicos do acionista, não custos prudentes de operação que devem ser socializados via tarifa.

Determinação Regulatória:

Glosar integralmente os R\$ 167,5 milhões da rubrica "Redução de Emissão/Transição Energética".

4.2.5. Classe de Locação – R\$ 247,0 milhões (14,5% do Total)

211. Investimentos em atualização de classe de localização respondem a mudanças na ocupação do solo ao redor dos gasodutos, que impõem requisitos adicionais de segurança conforme normas técnicas (ASME B31.8, Regulamento Técnico de Dutos Terrestres da ANP - RTDT).

212. A mudança de classe de locação é uma exigência de segurança mandatória quando há adensamento populacional. Portanto, em princípio, trata-se de *Sustaining CAPEX* de fato, desde que: (i) a classificação atual esteja defasada face à ocupação real; (ii) as intervenções propostas sejam tecnicamente necessárias conforme norma aplicável, e; (iii) não se trate de passivo acumulado que deveria ter sido provisionado anteriormente.

213. O perfil projetado apresenta concentração acentuada: R\$ 95,3 milhões (2026), R\$ 102,0 milhões (2027), queda abrupta para R\$ 0,7 milhões (2028), seguida de retomada a R\$ 24,5 milhões em 2029–2030.

214. Este padrão irregular suscita duas hipóteses:

- Hipótese 1 — Passivo Acumulado: A TAG postergou essas obras durante a vigência do contrato legado anterior. Se este é o caso, há questão de equidade: os usuários do contrato anterior deveriam ter arcado com esses custos (via provisões ou reservas adequadas na tarifa daquele período), não os usuários futuros do regime regulado. Transferir para os usuários de 2026-2030 custos que deveriam ter sido incorridos em 2010-2025 viola o princípio de alocação temporal justa de custos.
- Hipótese 2 — Mudança Súbita: Houve aceleração inesperada do crescimento populacional em anos recentes (2023-2025), tornando as obras urgentes. Se este é o caso, a concentração em 2026-2027 seria justificável, mas requer evidência factual de mudança demográfica recente.

215. Na Nota Técnica Proposta Tarifária TAG - Ciclo Regulatório 2026-2030 Rev.1 (SEI 5082413, p. 12), a TAG afirma:

"A partir da data de aquisição da TAG pelos novos acionistas, em junho de 2019, foram realizados um conjunto de investimentos não previstos no cálculo das tarifas dos contratos legados, visando à confiabilidade do sistema e abertura de mercado. Tais investimentos são compostos, por exemplo, por projetos de classe de locação e sistemas de medição solicitados por regulamentação posterior, que eram impossíveis de serem previstos e ainda não foram recuperados por meio de tarifas de transporte."

216. Este argumento sugere que se trata de passivo acumulado (Hipótese 1), porém com justificativa de "regulamentação posterior" (Hipótese 2 parcial). Contudo, a TAG não especifica qual regulamentação posterior exigiu estes investimentos, nem demonstra que eram "impossíveis de serem previstos."

217. As Demonstrações Financeiras da empresa apresentam os seguintes valores históricos de classes de locação:

2021: R\$ 11 milhões em projetos de classe de locação

2022: R\$ 24 milhões em projetos para atualização de classe de locação (proteção mecânica)

2023: R\$ 47 milhões em atualização de classe de locação

2024: R\$ 16 milhões em atualização de classe de locação

218. O histórico mostra investimentos regulares de R\$ 11-24 M/ano em anos típicos (2021, 2022, 2024), com pico anômalo de R\$ 47 M em 2023. A projeção de R\$ 95-102 M/ano em 2026-2027 representa aumento de 300-400% em relação ao patamar histórico típico (R\$ 24,5M/ano), seguido de colapso para R\$ 0,7M em 2028.

Exigências Regulatórias:

219. A TAG deve apresentar para cada trecho proposto para intervenção de classe de locação:

- **Localização Geográfica Precisa:** Coordenadas (latitude/longitude) ou marcos quilométricos exatos de início e fim de cada trecho, permitindo verificação em campo e confirmação de que pertence à Malha Nordeste (não a ativos legados como GASENE ou Pilar-Ipojuca).

- **Estudo de Adensamento Populacional:**

Classificação atual do trecho conforme ASME B31.8 ou RTDT (Classe 1, 2, 3 ou 4);

Classificação requerida após adensamento;

Evidência objetiva do adensamento: imagens de satélite comparativas (e.g., Google Earth histórico), dados censitários, licenças de construção emitidas pela prefeitura local, ou levantamento em campo por empresa especializada.

Data em que o adensamento ocorreu ou foi identificado: Essencial para determinar se se trata de passivo acumulado ou mudança recente.

- **Laudo de Engenharia**

Elaborado por engenheiro civil ou mecânico com especialização em dutos, devidamente habilitado.

Demonstrando que a mudança de classe é **exigida** pela norma técnica aplicável (ASME B31.8, RTDT, ou outra norma mandatária).

Especificando as intervenções necessárias (espessura de parede adicional, proteção mecânica, redução de pressão operacional, relocação de trecho, ou outras).

Justificando que a solução proposta representa o menor custo sustentável (análise de alternativas).

- **Cronograma de Execução:**

Justificativa técnica para a concentração em 2026-2027 (e.g., necessidade de intervenção urgente por risco à segurança).

Demonstração de viabilidade técnica: disponibilidade de materiais, licenças ambientais já obtidas ou em processo, janelas de parada operacional compatíveis.

Explicação de por que não foi executado anteriormente: se o adensamento é recente (pós-2023), justificável; se anterior, por que foi postergado?

- **Orçamento Detalhado:**

Extensão de cada trecho em quilômetros.

Diâmetro e especificação de tubos (se houver substituição).

Tipo de intervenção (proteção mecânica, substituição de tubulação, relocação).

Custos discriminados: materiais, mão de obra, equipamentos, licenças.

Cotações de fornecedores ou benchmarks setoriais.

Determinação Regulatória:

Aprovar condicionado para cada ano do ciclo, o limite de **R\$ 50 milhões**, em tratamento isonômico ao adotado para outras transportadoras sujeitas ao mesmo ciclo tarifário. Com base no perfil anual proposto, o valor aprovado condicionalmente é de R\$ 50,0 milhões em 2026 e 2027, R\$ 0,7 milhões em 2028, totalizando **R\$ 100,7 milhões**. A aprovação condicional está sujeita, cumulativamente, à apresentação da documentação técnica completa descrita acima, à demonstração de que o adensamento populacional ocorreu nos anos recentes (pós-2022) – afastando a hipótese de passivo acumulado.

Converter em Projeto Contingente o saldo que excede o limite anual de R\$ 50 milhões: R\$ 45,3 milhões em 2026 e R\$ 52 milhões em 2027, totalizando **R\$ 97,3 milhões**. Esses valores somente poderão ser incluídos na BRA mediante apresentação de documentação técnica individualizada por trecho e aprovação específica da ANP durante o ciclo tarifário.

Glosar o valor de R\$ 24,5 milhões/ano para os anos de 2029 e 2030.

4.2.6. Infraestrutura de TI — R\$ 116,8 milhões (6,8% do Total)

220. A TAG projeta investimentos em tecnologia da informação ao longo do ciclo, com valores decrescentes de R\$ 35 milhões em 2026 para R\$ 16,3 milhões em 2029-2030. A vida útil regulatória de apenas 5 anos reflete a rápida obsolescência de sistemas de TI.

221. A distinção entre TI operacional – vinculada ao SCADA, sistemas de controle e telemetria de gasodutos, diretamente necessária à prestação do serviço regulado – e TI corporativa – ERP, sistemas administrativos, comunicação, que beneficia toda a companhia independentemente do regime regulado – é obrigatória. A alocação integral do custo de TI corporativa à tarifa de transporte da Malha SE violaria a NGR Rule 93, que estabelece hierarquia clara de alocação: direto em primeiro lugar, por chave técnica verificável em segundo, e apenas residualmente por rateio proporcional. A proposta da TAG não apresenta qualquer matriz de alocação. Adicionalmente, a parcela de TI que serve tanto a Malha NE quanto os contratos legados vigentes deve ser alocada proporcionalmente, não imputada integralmente ao regime regulado.

222. As demonstrações financeiras de 2022 registram investimento de R\$ 63 milhões no Projeto SCADA, descrito como:

" O investimento no Projeto SCADA (Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados) totalizou R\$ 63 [milhões]. Trata-se de aquisição de softwares e hardwares para o desenvolvimento do sistema de automação que visa permitir a correta execução da operação e manutenção dos Gasodutos da TAG, de forma centralizada, remota, com qualidade e segurança, cujo Centro de Controle localizar-se-á na sede da Companhia. Os gastos do projeto estão dispostos da seguinte forma: 40% sistemas de automação, 40% infraestrutura de telecomunicações e 20% para implementação do Centro de Controle. O projeto entrou em operação em 08 de março de 2022." (Grifos nossos).

223. Este é exemplo paradigmático de **custo comum**: o Centro de Controle único opera **toda a malha integrada** (Nordeste, GASENE, Pilar-Ipojuca, Urucu-Coari-Manaus). Portanto, o custo do SCADA não é diretamente atribuível à Malha Nordeste e deve ser **rateado** com base em critério adequado (e.g., capacidade de transporte, extensão de rede, número de pontos operacionais).

Exigências Regulatórias:

224. A TAG deve apresentar Tabela Discriminada de Investimentos em TI contendo, para cada projeto ou sistema:

- **Descrição e Escopo:** Nome do sistema/projeto, funcionalidade, período de implementação previsto.
- **Classificação:**
 - Operacional Direto: Sistema utilizado exclusivamente para operação da Malha Nordeste.
 - Operacional Comum: Sistema utilizado para operação de múltiplas malhas (requer rateio).
 - Corporativo: Sistema de suporte administrativo/comercial (requer rateio ou exclusão).
- **Para Sistemas Operacionais Diretos:**
 - Justificativa técnica demonstrando exclusividade para a Malha Nordeste.
 - Especificação técnica detalhada.
 - Orçamento com cotações.
- **Para Sistemas Operacionais Comuns:**
 - Identificação de quais malhas são atendidas (Nordeste, GASENE, Pilar-Ipojuca, outras).
 - Metodologia de rateio proposta e sua justificativa
- **Para Sistemas Corporativos:** Justificativa de porque o sistema deve ser incluído na base tarifária regulada (em princípio, custos administrativos puros não deveriam compor o CAPEX, mas sim o OPEX de G&A)

Determinação Regulatória:

Classificar como Projeto Contingente R\$ 84,1 milhões da rubrica "Infraestrutura de TI" para os anos de 2026 a 2028 até que a TAG apresente o plano de integridade da malha e a documentação completa especificada, em conformidade com o art. 6º, § 1º, da Resolução ANP nº 991/2026 e os critérios do CPC 27.

Glosar o valor de R\$ 16,3 milhões/ano para os anos de 2029 e 2030.

4.2.7. Pig Instrumentado — R\$ 28,9 milhões (1,7% do Total)

225. A rubrica "Pig Instrumentado" apresenta valores distribuídos ao longo do ciclo com vidas úteis regulatórias inconsistentes (5, 10, 20 e 30 anos), totalizando R\$ 28,9M no período 2026-2030.

226. Corridas de PIG instrumentado são programadas com base no plano de integridade da malha, que determina com antecedência quais trechos serão inspecionados em cada ano conforme as periodicidades de inspeção nele estabelecidas. O item 16.2.1 do RTDT impõe ao transportador a obrigação de desenvolver e implementar Plano de Inspeção Periódica visando à manutenção da integridade estrutural e à condição operacional segura das instalações, exigindo que esse plano contemple, entre outros elementos, procedimentos e periodicidades de inspeção (item 16.2.3.2) e sistemática de gestão e rastreabilidade das informações (item 16.2.3.4); e a sua revisão ao menos a cada 3 anos (item 16.2.4), ou sempre que for necessário.

227. A atribuição de vidas úteis de 20-30 anos para pigs instrumentados contradiz o padrão da indústria (5-10 anos), considerando a obsolescência tecnológica de sensores eletrônicos e o desgaste mecânico por múltiplas passagens pelo duto.

228. Adicionalmente, há risco de que a TAG esteja capitalizando serviços de inspeção contratados (OPEX) em vez de aquisições de equipamentos (CAPEX). O OPEX já inclui R\$ 6,1 milhões /ano (R\$ 30,4 milhões total) para "Passagem PIG limpeza". É necessário verificar se há sobreposição entre esta rubrica de OPEX e os valores propostos como CAPEX.

229. Outro ponto a ser observado é o correto tratamento contábil. O Item 14 do CPC 27 admite a capitalização de inspeções importantes como substituição de componente, mas condiciona esse reconhecimento a: (i) que o custo da inspeção seja reconhecido no valor contábil do ativo com baixa simultânea (*derecognition*) do valor remanescente do componente de inspeção anterior – conforme previsto expressamente na Nota Técnica; e (ii) que os critérios gerais de reconhecimento do Item 7 sejam satisfeitos – fluxo provável de benefícios econômicos futuros e mensurabilidade confiável do custo. A ausência de registro das baixas correspondentes constituiria dupla contagem progressiva: o componente anterior permaneceria sendo remunerado via BRA e o novo seria adicionado como incremento.

Exigências Regulatórias:

230. Para cada corrida de PIG instrumentado proposta, a TAG deve apresentar:

- Plano de integridade da malha: documento que sustente o cronograma de corridas proposto para o ciclo 2026–2030, identificando para cada ano os trechos programados para inspeção, o tipo de PIG instrumentado a ser utilizado, a periodicidade regulatória aplicável e a norma técnica que a determina (RTDT, ASME B31.8S ou equivalente). Este documento é condição necessária para demonstrar que os valores propostos refletem um programa de inspeção real e não estimativas globais – em particular para justificar a concentração de 28,5% do valor em 2030.
- Demonstração dos critérios de reconhecimento do CPC 27: para cada corrida classificada como inspeção importante nos termos do Item 14 do CPC 27, comprovação de que: (i) trata-se de inspeção com periodicidade superior a um ano, inserida no plano de integridade da malha; e (ii) a baixa do componente de inspeção anterior será registrada na BRA simultaneamente ao reconhecimento da nova corrida.
- Comprovação de ausência de dupla contagem: demonstração de que as corridas capitalizadas não se sobrepõem a eventuais rubricas de OPEX que cubram o mesmo universo de ativos (passagens de PIG de limpeza ou outros serviços de inspeção incluídos no OPEX regulado proposto).
- *Benchmark* de custo unitário: comparação do custo médio proposto de R\$ 85.400/km/ano com referências verificáveis de mercado para contratos de inspeção por PIG instrumentado em gasodutos de alta pressão com diâmetros similares aos da Malha Sudeste, demonstrando que o patamar proposto é consistente com a prática de mercado.
- Vinculação dos resultados das inspeções anteriores: histórico das corridas de PIG instrumentado realizadas no período 2020–2025, com indicação dos trechos inspecionados e dos reparos corretivos gerados, de modo a demonstrar a consistência entre o programa proposto e o ciclo de integridade efetivamente praticado pela TAG.

Determinação Regulatória:

Classificar como Projeto Contingente os R\$ 24 milhões da rubrica "Pig Instrumentado" para os anos de 2026 a 2028 até que a TAG apresente o plano de integridade da malha e a documentação completa especificada, em conformidade com o art. 6º, § 1º, da Resolução ANP nº 991/2026 e os critérios do CPC 27.

Glosar o valor de R\$ 2,4 milhões/ano para os anos de 2029 e 2030.

Estabelecer vida útil regulatória máxima de 10 anos para pigs instrumentados, independentemente do valor eventualmente aprovado, por ser esta a faixa de vida útil onde se concentram a maior parte dos valores declarados, além de ser improvável que este equipamento possa ter uma vida útil de 20 ou 30, conforme a tabela apresentada pela TAG, em razão das suas características técnicas.

4.2.8. Estação(ões) de Compressão — R\$ 178,5 milhões (10,5% do Total)

231. A categoria "Estações de Compressão" totaliza R\$ 178,5 milhões para o ciclo 2026-2030 (10,5% do CAPEX total), com perfil temporal: R\$ 47,8 milhões (2026), R\$ 32,2 milhões (2027), R\$ 13,1 milhões (2028), R\$ 42,7 milhões (2029-2030).

232. A principal questão regulatória nesta categoria não é a magnitude absoluta dos investimentos, mas a classificação contábil e tarifária entre CAPEX (investimento capitalizado) e OPEX (despesa corrente). Esta distinção é fundamental porque determina o tratamento tarifário:

- CAPEX: Recuperado via depreciação ao longo da vida útil do ativo (tipicamente 30 anos) + remuneração do capital investido
- OPEX: Recuperado integralmente no próprio ano de incorrência

233. O OPEX proposto pela TAG inclui R\$ 66,9 milhões/ano (R\$ 334,3 milhões total 2026-2030) especificamente para "Manutenção e Operação de Compressores". Esta rubrica de OPEX existe concomitantemente com R\$ 178,5 milhões de CAPEX em "Estações de Compressão" e R\$ 157,4 milhões de CAPEX em "Service Exchange/Overhaul".

234. Esta estrutura levanta questões críticas como:

1. Risco de Dupla Recuperação: Sem segregação clara entre manutenção corrente e periódica (OPEX), reformas que estendem vida útil (sustaining CAPEX) e substituições de componentes (CAPEX). Desta forma há risco de que o mesmo tipo de gasto seja recuperado duplamente via OPEX no curto prazo (5 anos) e via depreciação de CAPEX no longo prazo (30 anos).
2. Aderência às Normas Contábeis Nacionais: O CPC 27 (Ativo Imobilizado) estabelece critérios objetivos para tratamento de custos subsequentes.

Exigências Regulatórias:

235. Para cada intervenção proposta em estações de compressão, a TAG deve apresentar:

- Identificação do ativo: estação de compressão específica (ECOMP), turbocompressor ou equipamento alvo, com localização, fabricante, modelo e ano de instalação.
- Classificação de CAPEX: segregação entre investimentos de manutenção de ativos existentes (*Sustaining*), ampliação de capacidade (*Augmentation*) e investimentos preparatórios ou complementares à nova ECOMP Japeri (*Growth*).
- Reclassificação CAPEX/OPEX: justificativa técnica fundamentada no CPC 27 para cada intervenção proposta como CAPEX, demonstrando extensão quantificada de vida útil

(em anos adicionais) ou melhoria mensurável de desempenho além do padrão original. Intervenções que constituam manutenção periódica necessária à operação continuada devem ser reclassificadas como OPEX.

- Demonstração de ausência de dupla recuperação: matriz de alocação demonstrando que cada intervenção não se sobrepõe ao OPEX de Manutenção e Operação de Compressores, nem ao *Overhaul*

Determinação Regulatória:

Classificar como Projeto Contingente os R\$ 93,1 milhões de "Estações de Compressão" para os anos de 2026 a 2028 até apresentação da documentação técnica completa especificada acima.

Após apresentação da documentação, a ANP analisará caso a caso, aprovando como *Sustaining CAPEX* apenas as intervenções que comprovadamente se destinam à manutenção de ativos existentes, atendem aos critérios de capitalização do CPC 27 e não apresentam dupla recuperação com o OPEX de compressores.

Investimentos classificados como *Augmentation* ou *Growth CAPEX* receberão tratamento tarifário específico, separado da avaliação do *Sustaining CAPEX*.

Glosar o valor de R\$ 42,7 milhões/ano para os anos de 2029 e 2030.

4.2.9. Service Exchange/Overhaul — R\$ 157,45 milhões (9,2% do Total)

236. Revisões gerais (*overhauls*) e trocas programadas de conjuntos (*service exchange*) de equipamentos de estações de compressão (turbinas, compressores, motores, geradores) representam R\$ 157,4 milhões ao longo do ciclo, com vidas úteis regulatórias variadas (5, 6, 8, 10 e 30 anos).

237. A categoria *overhaul* é aquela onde a questão de fronteira é estruturalmente mais crítica: pode ser CAPEX (reforma extraordinária que estende a vida útil de forma mensurável) ou OPEX (manutenção programada de ciclo longo, necessária à operação continuada).

238. Foram identificadas quatro questões críticas para aprovação dos valores propostos:

1. Distinção não comprovada entre CAPEX e OPEX: As normas contábeis (CPC 27) estabelecem que gastos subsequentes com ativos só devem ser capitalizados se prolongarem substancialmente a vida útil ou melhorarem significativamente o desempenho. A TAG não demonstrou que os *overhauls* propostos atendem a estes critérios, em vez de constituírem manutenção periódica regular (OPEX).
2. Padrão histórico de *overhauls* regulares e recorrentes: As Demonstrações Financeiras mostram *overhauls* em 2021 (R\$ 51 milhões), 2023 (R\$ 155 milhões) e 2024 (R\$ 19 milhões), sugerindo manutenção necessária à operação continuada, não extensão extraordinária de vida útil.
3. Risco de dupla recuperação: O OPEX já inclui R\$ 66,9 milhões/ano (R\$ 334,5 milhões total) para "Manutenção e Operação de Compressores". Sem segregação clara, há risco de que custos de *overhauls* periódicos sejam recuperados tanto via CAPEX (depreciação ao longo de 5-30 anos) quanto via OPEX (manutenção corrente).
4. Vidas úteis inconsistentes: A atribuição de vidas úteis de 5 a 30 anos para *overhauls* não é justificada tecnicamente.

Exigência Regulatória

239. A TAG deve apresentar:

- Identificação específica de cada equipamento (ECOMP, turbocompressor, fabricante, modelo, ano de instalação)
- Histórico de manutenção de cada equipamento (*overhauls* anteriores, custos, resultados)
- Justificativa técnica de capitalização para cada intervenção, demonstrando extensão quantificada de vida útil (anos adicionais) ou melhoria mensurável de desempenho
- Conformidade com critérios do CPC 27 (IAS 16)
- Laudos de engenheiro especializado ou certificação do fabricante
- Segregação clara entre *overhauls* extraordinários (CAPEX) e manutenção periódica (OPEX)

240. *Overhauls* que constituam manutenção periódica necessária à operação continuada deverão ser reclassificados para OPEX.

Determinação Regulatória:

Classificar como Projeto Contingente os R\$ 128,6 milhões da rubrica "Service Exchange/Overhaul" para os anos de 2026 a 2028.

Glosar o valor de R\$ 14,4 milhões/ano para os anos de 2029 e 2030.

4.2.10. **"Outros" — R\$ 325,55 milhões (19,1% do Total)**

241. A categoria "Outros" com vida útil de 20 anos totaliza R\$ 325,5 milhões no período 2026–2030 (19,1% do *Sustaining CAPEX*total), com perfil crescente de R\$ 62,3 milhões (2026) escalando para pico de R\$ 99,4 milhões (2028) antes de cair para R\$ 39,2 milhões (2030).

242. Esta concentração de custos em categorias genéricas "Outros" viola critérios de transparência regulatória consolidados em *frameworks* internacionais de referência. Na experiência da *Australian Energy Regulator* (AER) e da *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) norte-americana, o limite de aceitabilidade para categorias genéricas residuais ("Other" ou "Miscellaneous") situa-se tipicamente entre **5% e 10% do OPEX total**, desde que justificadas por natureza intrinsecamente dispersa (pequenos reparos de emergência, despesas administrativas menores, custos de baixa materialidade individual).

243. A apresentação de quase 20% do OPEX total sob rubricas genéricas viola o princípio fundamental de transparência regulatória consagrado no art. 8º, § 2º, inciso III, da Resolução ANP nº 991/2026, que exige verificação de que os custos são "necessários à prestação do serviço" e foram incorridos de forma "eficiente". Sem detalhamento analítico mínimo identificando quais ativos são atendidos, quais serviços são prestados, quais contratos de terceiros são executados, e qual a historicidade de cada gasto, a ANP não pode atestar que tais gastos satisfazem os requisitos regulatórios.

244. A ausência de detalhamento mínimo — com identificação de ativos atendidos, natureza dos serviços executados, contratos de terceiros envolvidos e histórico de realização das despesas — inviabiliza a replicação analítica dos cálculos e a verificação da adequada alocação de custos ao serviço regulado.

245. Na prática regulatória da *Australian Energy Regulator* (AER), propostas tarifárias que não apresentem nível de desagregação e documentação suficientes para possibilitar a replicação dos cálculos e a verificação da adequada alocação de custos são objeto de não aceitação preliminar ou de determinação formal de complementação de informações, como condição para a continuidade da análise regulatória.

Exigência Regulatória:

246. A TAG deve apresentar desdobramento analítico das categorias "Outros ", identificando para cada item material (acima de R\$ 1 milhão): natureza específica da despesa com descrição técnica detalhada; vinculação a ativo ou obrigação regulatória específica; e justificativa de necessidade fundamentada em normas técnicas, requisitos operacionais ou obrigações contratuais; historicidade demonstrada mediante conciliação com Demonstrações Financeiras auditadas de anos recentes (2020–2024).

Determinação Regulatória:

Glosar integralmente a s R\$ 325,5 milhões da categoria "Outros" , por impossibilitar a verificação de prudência, eficiência e necessidade exigida pela Resolução ANP nº 991/2026.

4.3. **Avaliação do Sustaining CAPEX da Malha Integrada em 2025**

247. A TAG apresenta na sua proposta tarifária o montante de R\$ 391,86 milhões referente a "Sustaining CAPEXda Malha Integrada" a ser realizado ao longo de 2025. Este valor consta da planilha Proposta de RMP TAG_Rev2.xlsx (SEI 5133603), aba "3.3- CAPEX_Ativo N Imob +Sust.", e refere-se a investimentos de manutenção que seriam executados durante o ano de 2025, portanto **sob a vigência dos contratos legados da Malha Nordeste** (que se encerram em dezembro de 2025), conforme Tabela 9

Tabela 9 - Proposta de Sustaining CAPEX em 2025 (em R\$ milhões)

Categoria	2025	% do Total
Terrenos	0,0	0,0%
Imóveis/Edificações	2,9	0,7%
Tubulação – Trechos/Ramais	27,0	6,9%
Componentes – Tubulação	23,9	6,1%
Pontos de Entrada	9,9	2,5%
Pontos de Saída	32,2	8,2%
Estações de Compressão	37,6	9,6%
EMEDs/ERPs	3,1	0,8%
Pontos de Interconexão	4,4	1,1%
Móveis, Equipamentos e Instalações de Escritório	0,0	0,0%
Máquinas/Equip. Operacionais	32,8	8,4%
Infraestrutura de TI	17,9	4,6%
Equipamentos e Instalações de Comunicação	0,0	0,0%
Veículos	0,0	0,0%
Pig Instrumentado	19,9	5,1%
Redução Emissão/Transição Energ.	14,1	3,6%
Service Exchange (Overhaul)	31,9	8,1%
Condicionantes Ambientais	0,0	0,0%

Classe de Locação	85,8	21,9%
Outros	51,4	13,1%
TOTAL	391,9	100,0%

Fonte: Elaboração própria.

248. A inclusão de R\$ 391,86 milhões de investimentos realizados em 2025 na Base Regulatória de Ativos do ciclo tarifário 2026-2030 coloca duas questões regulatórias fundamentais que devem ser analisadas cumulativamente:

- Primeira Questão – Atribuição Temporal de Custos. Os investimentos de 2025 foram realizados integralmente sob a vigência dos contratos legados das Malhas NE. As tarifas destes contratos incluíam provisões para manutenção e investimento no sistema. A TAG não demonstrou que os investimentos de 2025 constituem exceção ao regime contratual vigente – isto é, que foram realizados exclusivamente para atender obrigações do futuro regime regulado e não para manter o serviço prestado sob os contratos legados. Na ausência de tal demonstração, a presunção regulatória é de que estes investimentos são de responsabilidade do regime contratual de 2025, e sua inclusão na BRA do ciclo 2026–2030 representaria subsídio cruzado intergeracional: os usuários do regime regulado remunerariam investimentos que beneficiaram exclusivamente os usuários dos contratos legados.
- Segunda Questão – Risco de Dupla Contagem Metodológica. A ANP optou pela valoração da BRA pelo método do Custo de Reposição Novo (CRN), revisado pelo regulador, com data-base em 31/12/2025. O CRN valora cada ativo pelo custo que seria necessário para repô-lo por um ativo equivalente novo, aplicada a depreciação correspondente à vida útil consumida. Consequentemente, investimentos realizados em 2025 que se traduzam em ativos operacionais – tubulação substituída, estações modernizadas, equipamentos instalados – já estarão refletidos na valoração CRN em 31/12/2025, uma vez que o avaliador considerará a condição efetiva do ativo naquela data-base. A inclusão desses mesmos investimentos como adições à BRA configuraria dupla contagem: o consumidor remuneraria o ativo via CRN (condição melhorada na data-base) e novamente via adição direta à BRA.

A combinação das duas questões gera ainda o risco de atribuição temporal indevida: a data-base do CRN (31/12/2025) coincide exatamente com o fim dos contratos legados, tornando qualquer investimento realizado sob aqueles contratos presumivelmente capturado tanto pelo regime contratual vigente quanto pela valoração CRN – salvo demonstração inequívoca em contrário, cujo ônus recai sobre a TAG.

249.

4.3.1. Aplicação dos Testes de Elegibilidade

250. Os investimentos de 2025 são submetidos a dois testes de elegibilidade cumulativos. A inclusão de qualquer item na BRA do ciclo regulado requer demonstração de que: (1) o investimento não é de responsabilidade dos contratos legados (exceção justificável); (2) o ativo resultante não estava operacional em 31/12/2025 e, portanto, não foi capturado pela valoração CRN (ausência de dupla contagem metodológica); e (3) o investimento atende aos requisitos de prudência e necessidade nos termos do art. 6º, § 1º, da Resolução ANP 991/2026.

251. A aplicação destes testes ao conjunto das categorias propostas para 2025 resulta na rejeição da grande maioria dos itens, com exceção da Classe de Locação, tratada na subseção seguinte.

252. Embora a verificação de prudência, eficiência e necessidade dos investimentos seja obrigatória, estas duas questões são **prévias e eliminatórias**: mesmo investimentos prudentes e necessários não devem ser incluídos na BRA se são de responsabilidade dos contratos legados ou se já

estão capturados na valoração pelo método do Custo de Reposição Novo.

4.3.2. Classe de Locação 2025 – R\$ 85,8 milhões (Exceção Justificável)

253. Investimentos em Classe de Locação possuem natureza mandatória – segurança operacional decorrente de adensamento populacional – e podem ter sido realizados em 2025 para atender obrigações que transcendem o regime contratual vigente. Ademais, intervenções de adequação de classe de localização não necessariamente resultam em ativos que incrementam o valor CRN na data-base, na medida em que representam adequação de conformidade regulatória e não adição de capacidade nova, o que atenua parcialmente o risco de dupla contagem metodológica.

254. Aplicando-se a mesma lógica de prudência adotada no item 4.2.5, fica determinado o limite de R\$ 50 milhões para aprovação condicional de gastos em classe de locação e que classificação como projeto contingente o valor que exceder esse limite.

Determinação Regulatória:

Aprovar condicionalmente R\$ 50 milhões de Classe de Locação 2025, sujeito às mesmas condições estabelecidas na Subseção 4.2.5 (documentação técnica, evidência de adensamento recente, conciliação com Demonstrações Financeiras auditadas de 2025 e auditoria independente).

Converter em Projeto Contingente o saldo que excede o limite anual de R\$ 50 milhões, correspondente a R\$ 35,5 milhões.

Glosar integralmente os R\$ 306,1 milhões das demais categorias de *Sustaining CAPEX* de 2025, com fundamento cumulativo em: (i) atribuição temporal – investimentos realizados sob a vigência dos contratos legados presumem-se de responsabilidade daqueles contratos; (ii) dupla contagem metodológica – ativos operacionais em 31/12/2025 estão capturados pela valoração CRN na data-base; e (iii) subsídio cruzado intergeracional – usuários do regime regulado 2026–2030 não devem remunerar investimentos realizados para beneficiar usuários dos contratos legados de 2025.

A TAG poderá reapresentar itens específicos das demais categorias de 2025 caso demonstre cumulativamente: (a) que o ativo não estava operacional em 31/12/2025 e, portanto, não foi capturado pelo CRN; (b) enquadramento como exceção justificável aos contratos legados; (c) ausência de sobreposição com demais componentes da BRA; e (d) conformidade com os requisitos de prudência e necessidade da Resolução ANP nº 991/2026.

4.3.3. Conclusão da Análise de *Sustaining CAPEX*

255. A proposta de *Sustaining CAPEX* da TAG de R\$ 1.705,3 milhões para o ciclo 2026–2030, somada aos R\$ 391,9 milhões de investimentos propostos para 2025 (totalizando R\$ 2.097,2 milhões), apresenta deficiências materiais críticas que impedem a ANP de atestar conformidade com os requisitos de investimentos "prudentes e necessários" estabelecidos no art. 6º, § 1º, da Resolução ANP 991/2026.

256. As principais deficiências identificadas são as seguintes:

- Ausência de documentação técnica de suporte: Sem laudos, estudos de engenharia, análise de alternativas, orçamentos detalhados e cronogramas fundamentados, impossibilitando verificação de prudência e eficiência.
- Falta de segregação adequada entre categorias: Especialmente entre *Sustaining CAPEX* (manutenção do sistema e capacidade existentes), *Augmentation CAPEX* (ampliação de capacidade) e *Connection CAPEX* (novos usuários), levando a risco de socialização indevida de custos que não se prestam à manutenção/modernização do sistema de transporte.
- Insuficiência de alocação de custos: Sem demonstração de que investimentos em ativos

comuns (TI, administração, equipamentos compartilhados) foram adequadamente rateados entre Malha Nordeste e contratos legados.

- Categorias genéricas excessivas: "Outros" representando 19,1% do total 2026-2030 e 13,1% do total 2025, impedindo qualquer verificação de conformidade.
- Questões de temporalidade: Possível inclusão de passivo acumulado (obras que deveriam ter sido realizadas no período dos contratos legados) e concentração de investimentos no início do ciclo (*front-loading*).
- Riscos regulatórios dos gastos realizados sob a vigência dos contratos legados da Malha Nordeste (*Sustaining CAPEX* de 2025) apresentarem subsídio cruzado intergeracional e dupla recuperação.

257. Aplicando os testes de prudência, eficiência e necessidade estabelecidos na Resolução ANP nº 991/2026 e nas NGR Rules 79, 91 e 93, resultam as seguintes determinações regulatórias consolidadas.

Tabela 10 - Resumo das determinações regulatórias para a proposta de sustaining CAPEX 2026-2030 (em R\$ milhões)

Categoria	2026	2027	2028	2029	2030	Total 2026–2030	Determinação Regulatória
Terrenos	0	0	0	0	0	0	Aprovação Condicional
Imóveis/Edificações	2	0,2	0	0	0	2,2	Aprovação Condicional
Tubulação – Trechos/Ramais	24,5	0,2	2,4	0	0	27,1	Aprovação Condicional
Tubulação – Trechos/Ramais (2029/30)	0	0	0	0,5	0,5	1	Glosa
Componentes – Tubulação	12,8	11,7	0	0	0	24,5	Aprovação Condicional
Pontos de Entrada	14,7	13,9	52,7	78	78	237,3	Glosa
Pontos de Saída	39	18,2	20,4	6	6	89,6	Glosa
Estações de Compressão	47,8	32,2	13,1	0	0	93,1	Projeto Contingente
Estações de Compressão (2029/30)	0	0	0	42,7	42,7	85,4	Glosa
EMEDs/ERPs	4,3	1,7	4,9	0	0	10,9	Aprovação Condicional
EMEDs/ERPs (2029/30)	0	0	0	6	6	12	Glosa
Pontos de Interconexão	14,4	13,7	0	0	0	28,1	Aprovação Condicional
Móveis, Equipamentos e Instalações de Escritório	0	0	0	0	0	0	Aprovação Condicional
Máquinas/Equip. Operacionais	26,4	2,8	5,1	0	0	34,3	Aprovação Condicional
Máquinas/Equip. Operacionais (2029/30)	0	0	0	8,5	8,5	17	Glosa
Infraestrutura de TI	35	27	22,1	0	0	84,1	Projeto Contingente

Infraestrutura de TI (2029/30)	0	0	0	16,3	16,3	32,6	Glosa
Equipamentos e Instalações de Comunicação	0	0	0	0	0	0	Aprovação Condicional
Veículos	0	0	0	0	0	0	Aprovação Condicional
Pig Instrumentado	10,4	8	5,6	0	0	24	Projeto Contingente
Pig Instrumentado (2029/30)	0	0	0	2,4	2,4	4,8	Glosa
Redução Emissão/Transição Energ.	16,6	39,9	34,5	38,2	38,2	167,4	Glosa
Service Exchange (Overhaul)	36,9	33,9	57,8	0	0	128,6	Projeto Contingente
Service Exchange (Overhaul) (2029/30)	0	0	0	14,4	14,4	28,8	Glosa
Condicionantes Ambientais	0	0	0	0	0	0	Aprovação Condicional
Classe de Locação	50	50	0,7	0	0	100,7	Aprovação Condicional
Classe de Locação	45,3	52	0	0	0	97,3	Projeto Contingente
Classe de Locação (2029/30)	0	0	0	24,5	24,5	49	Glosa
Outros	62,3	85,4	99,4	39,2	39,2	325,5	Glosa
TOTAL	442,4	390,8	318,7	276,7	276,7	1705,3	

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 11 - Resumo das determinações regulatórias para a proposta de sustaining CAPEX 2025 (em R\$ milhões)

Categoria	Valor Proposto (R\$ MM)	Determinação Regulatória
Classe de Localização (até R\$ 50MM)	35,50	Projeto Contingente
Classe de Localização (acima R\$ 50MM)	50,00	Aprovar condicionado
Demais categorias	356,40	Glosar
TOTAL 2025	391,9	

Fonte: Elaboração própria.

5. INVESTIMENTOS ANTERIORES À 2025

258. A TAG apresenta, além do *Sustaining CAPEX* analisado na Seção 3, quatro categorias adicionais de investimentos anteriores a 2025 que pretende incluir na Base Regulatória de Ativos (BRA) do ciclo tarifário 2026-2030. Conforme dados extraídos da planilha RMP TAG_Rev2.xlsx (SEI 5133603), estas categorias totalizam **R\$ 1.266,9 milhões**, conforme Tabela 12 a seguir:

Tabela 12 - Proposta de Investimentos Anteriores à 2024 (em R\$ milhões)

Componente	Valor Histórico (R\$ MM)	Valor Capitalizado pela WACC (R\$ MM) ¹	Qtd. Itens
Investimentos Não Remunerados Pós-Aquisição (2020-2024)	538,3	680,4	351
Ativo Não Imobilizado — Obras Encerradas em 2024	414,2	414,2	17 categorias
Investimentos Não Remunerados Pré-Aquisição	151,8	151,8	49
Sobressalentes Críticos	16,1	20,5	61
TOTAL GERAL	1.120,4	1.266,9	—

Fonte: Elaboração própria.
 Nota: 1) A TAG aplicou capitalização pela WACC regulatória de 7,25% a.a. em termos reais sobre os componentes "Investimentos Não Remunerados Pós-Aquisição" e "Sobressalentes Críticos", elevando seus valores de R\$ 538,3 milhões para R\$ 680,4 milhões e de R\$ 16,1 milhões para R\$ 20,5 milhões, respectivamente. A diferença total atribuível à capitalização é de aproximadamente **R\$ 146,5 milhões**. Os demais componentes (Obras Encerradas e Investimentos Pré-Aquisição) não foram objeto de capitalização pela WACC na proposta da TAG.

259. Estes valores são adicionais aos R\$ 391,86 milhões de *Sustaining CAPEX* de 2025 e aos R\$ 1.705,5 milhões projetados para 2026-2030. Considerando os valores capitalizados propostos pela TAG para o fluxo de caixa, a pretensão total de CAPEX adicional à BRA existente alcança aproximadamente R\$ 3.364,3 milhões (R\$ 1.266,9 milhões + R\$ 391,9 milhões + R\$ 1.705,5 milhões).

260. É relevante registrar o contexto metodológico em que estes componentes foram propostos. Conforme o documento "Proposta de Valor da Base Regulatória de Ativos Existentes da TAG" (SEI 4751717), a TAG optou pelo método do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) para a valoração de sua BRA existente, tendo apresentado também, em caráter complementar, a valoração pelo Custo Novo de Reposição (CNR), em conformidade com o § 4º do art. 6º da Resolução ANP nº 15/2014, vigente à época da submissão da proposta. A proposta tarifária da TAG, incluindo os 4 (quatro) componentes ora analisados, foi estruturada no âmbito da metodologia CHCI, na qual investimentos não remunerados são individualmente rastreáveis e adicionados à BRA pelo custo histórico corrigido. Contudo, a ANP optou pela adoção do método do Custo de Reposição Novo (CRN) para a valoração da BRA existente, conduzindo revisão do valor proposto pela TAG, com data-base em 31/12/2025. Esta decisão regulatória — legítima e fundamentada no art. 6º, § 3º, inciso II, da Resolução ANP nº 15/2014, bem como no art. 6º, inciso II, da Resolução ANP nº 991/2026 — altera substancialmente o tratamento dos investimentos históricos propostos pela TAG, pois introduz a questão da dupla contagem metodológica que não se colocaria no âmbito do CHCI originalmente proposto.

261. A presente seção aplica aos quatro componentes acima os mesmos critérios de elegibilidade desenvolvidos para o *Sustaining CAPEX* de 2025, adaptados ao contexto da divergência metodológica entre a proposta da TAG (CHCI) e a decisão do regulador (CRN). Os testes aplicáveis são: (i) dupla contagem metodológica com a valoração pelo Custo de Reposição Novo adotada pela ANP; (ii) subsídio cruzado intertemporal; e (iii) atribuição temporal de custos à vigência dos contratos legados.

5.1. O Problema Central: Investimentos Realizados sob Contratos Legados

262. Todos os quatro componentes analisados nesta seção referem-se a investimentos realizados **antes de 2025**. Portanto, integralmente sob a vigência do contrato legado da Malha Nordeste (janeiro de 2006 a dezembro de 2025). O Contrato de Serviço de Transporte Firme da Malha Nordeste (“Contrato Malhas Nordeste”) teve como único carregador a Petrobras, que contratou capacidade firme de 21,6 milhões de m³/dia ao longo de 20 anos.

263. Este fato é determinante para a análise regulatória. As tarifas de transporte pactuadas no Contrato Malha Nordeste foram estruturadas para remunerar a totalidade dos custos do serviço de transporte durante sua vigência, incluindo componentes de depreciação dos ativos, remuneração do

capital investido, custos operacionais (O&M) e provisões para investimentos de manutenção (*Sustaining CAPEX*). Assim, em princípio, todo e qualquer investimento realizado durante a vigência contratual deveria ter sido financiado pelas tarifas pagas pelo carregador (Petrobras) ao longo do respectivo período.

264. A inclusão de investimentos anteriores a 2026 na BRA do ciclo tarifário 2026-2030 requer demonstração cumulativa de três condições:

Teste 1 — Não Captura pelo Custo de Reposição Novo (Evitar Dupla Contagem Metodológica)

A ANP optou pela valoração da BRA existente pelo método do Custo de Reposição Novo com **data-base em 31/12/2025**, em substituição ao método CHCI proposto pela TAG. Esta decisão regulatória tem implicação direta sobre a elegibilidade dos investimentos históricos: o CRN avalia os ativos pelo custo de reposição de um ativo novo equivalente, depreciado até a data-base. Por definição, todo ativo fisicamente existente e operacional em 31/12/2025 está capturado nesta valoração. A adição separada de investimentos que resultaram em ativos existentes nessa data configuraria **dupla contagem metodológica**: o ativo seria contado uma vez na valoração pelo Custo de Reposição Novo e uma segunda vez pelo custo histórico do investimento.

Cabe reconhecer que, no âmbito do CHCI originalmente proposto pela TAG, estes investimentos seriam tratados de forma distinta — cada um individualmente adicionado à BRA pelo custo incorrido, atualizado monetariamente, com baixo risco de dupla contagem com uma valoração global, exceto pelos casos em que ativos não foram devidamente baixados por ocasião de sua substituição. Todavia, uma vez que a ANP exerceu sua prerrogativa regulatória e definiu o CRN como método aplicável, os investimentos históricos propostos pela TAG devem ser reavaliados à luz desta nova base metodológica, e o teste de dupla contagem torna-se condição necessária de elegibilidade.

Teste 2 — Não Atribuição aos Contratos Legados (Exceção Justificável)

Investimentos realizados durante a vigência dos contratos legados são, por presunção regulatória, de responsabilidade daqueles contratos. A TAG deve demonstrar enquadramento em uma das seguintes exceções justificáveis para cada investimento:

- a) Norma ou regra superveniente: Obrigação regulatória publicada após a celebração dos contratos legados e que não poderia razoavelmente ter sido prevista ou provisionada nas tarifas contratuais.
- b) Transição específica para o regime regulado: Investimento necessário exclusivamente para habilitar a operação sob regime regulado (não sob regime contratual).
- c) Ausência de provisão nos contratos legados: Demonstração inequívoca de que os contratos legados não continham provisão para o tipo específico de investimento.
- d) Impossibilidade de financiamento pelos contratos legados: Demonstração de que a magnitude ou natureza do investimento excede materialmente as provisões contratuais.

Teste 3 — Prudência e Necessidade (Art. 6º, § 1º, Resolução ANP 991/2026)

Independentemente dos dois testes anteriores, o investimento deve atender aos requisitos objetivos de prudência e necessidade, demonstrando que qualquer operador competente, enfrentando as mesmas circunstâncias, teria tomado a mesma decisão de investimento.

265. Na Nota Técnica Proposta Tarifária TAG — Ciclo Regulatório 2026-2030 Rev.1 (SEI 5082413, p. 12), a TAG apresenta a seguinte justificativa genérica para a inclusão destes investimentos:

"A partir da data de aquisição da TAG pelos novos acionistas, em junho de 2019, foram realizados um conjunto de investimentos não previstos no cálculo das tarifas dos contratos legados, visando à confiabilidade do sistema e abertura de mercado. Tais investimentos são compostos, por exemplo, por projetos de classe de locação e sistemas de medição solicitados por regulamentação posterior, que eram impossíveis de serem previstos e ainda não foram recuperados por meio de tarifas de transporte."

266. A TAG busca, com este argumento, o enquadramento na exceção justificável (a) — norma ou regra superveniente — e, implicitamente, na exceção (c) — ausência de provisão nos contratos legados. Contudo, esta declaração genérica é materialmente insuficiente pelas seguintes razões:

- Primeiro, a TAG não identifica **quais regulamentações posteriores** exigiram os investimentos, nem demonstra que eram "impossíveis de serem previstos". Para um sistema de transporte de gás natural com vida útil de 30 anos, a necessidade de atualização de classe de localização em resposta a adensamento populacional é não apenas previsível, mas virtualmente certa, dado o processo natural de urbanização ao longo das faixas de dutos.
- Segundo, a afirmação de que os investimentos " (...) ainda não foram recuperados por meio de tarifas de transporte (...)" não é verificável sem auditoria independente da estrutura tarifária dos contratos legados. As tarifas de transporte do Contrato Malha Nordeste continham componentes de depreciação, remuneração do capital e OPEX dimensionados para cobrir necessidades de manutenção ao longo de toda a vigência contratual. **A TAG não demonstra que esses componentes eram insuficientes .**
- Terceiro, a proposta da TAG não aborda a questão da **dupla contagem** com a valoração pelo Custo de Reposição Novo (CRN). Cabe registrar, porém, que esta omissão é **compreensível**: conforme o documento "Proposta de Valor da Base Regulatória de Ativos Existentes da TAG", a transportadora optou pelo método do **Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI)** para fins de sua proposta tarifária, tendo realizado a valoração pelo CRN apenas complementarmente, conforme exigido pelo § 4º do art. 6º da Resolução ANP nº 15/2014. No âmbito do método CHCI, a questão da dupla contagem não se coloca da mesma forma, pois cada investimento é individualmente rastreável e adicionado à BRA pelo seu custo histórico corrigido. A questão da dupla contagem surge como **consequência da decisão regulatória da ANP** de adotar o método do CRN em substituição ao CHCI proposto pela TAG — decisão esta que a transportadora não poderia antecipar ao formular sua proposta. Nada obstante, uma vez definida a metodologia CRN pelo regulador, o teste de dupla contagem torna-se imperativo e constitui o critério mais objetivo e determinante para a elegibilidade dos investimentos históricos.

5.2. Análise dos Investimentos Não Remunerados Pós-Aquisição (2020-2024)

267. Os Investimentos Não Remunerados Pós-Aquisição totalizam **R\$ 538,3 milhões** a valores históricos de aquisição (atualizados monetariamente), distribuídos em 351 ativos ao longo de cinco anos (2020-2024). Contudo, na proposta tarifária da TAG, o valor apresentado para inclusão na BRA é de **R\$ 680,4 milhões**, obtido mediante a capitalização dos valores de cada ativo pela taxa de retorno regulatória (WACC) de **7,25% a.a.** em termos reais, aplicada desde o ano de aquisição até a data-base da proposta (Dez/2025) — metodologia idêntica à aplicada pela TAG ao componente Sobressalentes Críticos.

268. A fórmula de capitalização empregada pela TAG na planilha de cálculo do CHCI é a seguinte:

$$\text{Valor Capitalizado} = V_{2020} \times (1 + 7,25\%)^5 + V_{2021} \times (1 + 7,25\%)^4 + V_{2022} \times (1 + 7,25\%)^3 +$$

$$V_{2023} \times (1 + 7,25\%)^2 + V_{2024} \times (1 + 7,25\%)^1$$

269. Ou seja, cada investimento é capitalizado pelo número de anos decorridos entre sua imobilização e a data-base (Dez/2025), utilizando a WACC regulatória de 7,25% a.a. em termos reais.

270. Esta metodologia busca remunerar o capital investido pela TAG durante o período em que os ativos não geraram retorno tarifário, segundo a argumentação implícita da transportadora. Nas Tabela 13 e 14 observamos a distribuição desses valores por categoria e por ano:

Tabela 13 - Distribuição por categoria

Categoria	Qtd. Ativos	Valor (R\$ MM)	% do Total
Estação(ões) de Compressão	26	148,6	27,6%
Infraestrutura de TI	77	107,3	19,9%
Classe de Locação	99	98,3	18,3%
Service Exchange (Overhaul)	7	89,5	16,6%
Máquinas e Equipamentos Operacionais	95	36,6	6,8%
Tubulação — Trechos/Ramais	1	20,4	3,8%
Condicionantes Ambientais	6	16,3	3,0%
Estação(ões) de Medição/Regulagem	33	11,4	2,1%
Componentes — Tubulação	7	9,8	1,8%
TOTAL	351	538,3	100,0%

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 14 - Distribuição temporal e efeito da capitalização pela WACC

Ano	Qtd. Ativos	Valor Histórico (R\$ MM)	Fator de Capitalização	Valor Capitalizado Estimado (R\$ MM)
2020	39	134,8	$(1,0725)^5 = 1,419$	191,2
2021	38	45,5	$(1,0725)^4 = 1,323$	60,2
2022	239	205,7	$(1,0725)^3 = 1,234$	253,8
2023	34	152,2	$(1,0725)^2 = 1,150$	175,0
2024	1	0,2	$(1,0725)^1 = 1,073$	0,2
TOTAL	351	538,3	—	≈ 680,4

Fonte: Elaboração própria.

271. A diferença entre o valor histórico (R\$ 538,3 milhões) e o valor capitalizado (R\$ 680,4 milhões) — aproximadamente **R\$ 142,1 milhões** — representa a remuneração do capital que a TAG pretende recuperar a título de custo de oportunidade dos investimentos durante o período em que permaneceram sob o regime dos contratos legados sem retorno tarifário específico, segundo a argumentação da transportadora. Nota-se que a concentração de investimentos nos anos de 2020 (R\$ 134,8M) e 2022 (R\$ 205,7M) potencializa o efeito da capitalização, pois estes são os anos com maiores fatores de capitalização (5 e 3 anos até a data-base, respectivamente).

5.2.1. Análise da Metodologia de Capitalização pela WACC

272. A capitalização dos Investimentos Não Remunerados pela WACC regulatória de 7,25% a.a. levanta questões regulatórias que merecem análise específica, adicional aos testes de elegibilidade. A análise aqui desenvolvida é análoga à realizada para os Sobressalentes Críticos (Subseção 4.6.2), porém com conclusões distintas em razão da natureza dos ativos envolvidos.

273. O argumento implícito da TAG é o de que, ao realizar investimentos entre 2020 e 2024 que não foram remunerados pelas tarifas dos contratos legados, a transportadora imobilizou capital que permaneceu sem retorno. A capitalização pela WACC visa compensar o custo de oportunidade deste capital durante o período de não remuneração.

274. Contudo, essa argumentação levanta as seguintes ressalvas regulatórias:

a) Natureza da taxa aplicada. A WACC de 7,25% a.a. em termos reais era, de fato, a taxa de retorno regulatória vigente à época dos investimentos, tendo sido utilizada como parâmetro na Chamada Pública de Alocação de Capacidade de 2019 da TBG, e atualizada para 7,63% a.a. apenas no ciclo tarifário 2026-2030. Não se questiona, portanto, a existência formal da taxa. A questão regulatória reside em sua aplicabilidade ao caso concreto: a WACC regulatória de 7,25% a.a. foi estabelecida para fins de dimensionamento tarifário no regime regulado, não como parâmetro de remuneração retroativa de investimentos realizados sob regime de contratos legados, cujas tarifas possuíam estrutura de remuneração de capital própria e autônoma. A transposição de uma taxa regulatória para capitalizar investimentos realizados sob regime contratual distinto carece de fundamento normativo e configura aplicação indevida de parâmetro regulatório fora de seu contexto original.

b) Aplicabilidade da WACC regulatória a investimentos sob contratos legados. Os 351 ativos foram adquiridos ou construídos integralmente durante a vigência do Contrato Malha Nordeste (janeiro de 2006 a dezembro de 2025), sob o qual a remuneração do capital investido era determinada contratualmente, não regulatoriamente. Os pagamentos anuais líquidos de impostos pela Petrobras no período 2020-2024 totalizaram aproximadamente R\$ 7,9 bilhões, com valores crescentes de R\$ 1.336,9 milhões (2020) a R\$ 1.822,5 milhões (2024). Estas tarifas foram estruturadas para remunerar a totalidade dos custos do serviço de transporte, incluindo componentes de depreciação, remuneração de capital e provisões para *Sustaining CAPEX*. A capitalização pela WACC pressupõe que a TAG não recebeu qualquer remuneração sobre estes investimentos — premissa que contradiz a própria estrutura das tarifas contratuais.

c) Distinção entre atualização monetária e remuneração do capital. A atualização monetária (pelo IGP-M, conforme adotado pela TAG para o CHCI) preserva o poder de compra do investimento realizado. A capitalização pela WACC, por sua vez, vai além: remunera o capital investido como se a TAG tivesse direito a retorno sobre cada investimento desde a data de sua realização até a data-base. A diferença não é trivial: para investimentos de 2020, o fator de capitalização pela WACC (1,419) implica remuneração de 41,9% sobre o valor histórico atualizado ao longo de cinco anos, valor materialmente superior à mera preservação do poder de compra.

d) Magnitude do efeito e incentivo perverso. A capitalização acrescenta R\$ 142,1 milhões (26,4%) ao valor histórico dos investimentos. Este sobrevalor representa transferência direta para os usuários do regime regulado 2026-2030 de um custo de oportunidade que, pela estrutura dos contratos legados, já estava endereçado nas tarifas contratuais. Ademais, a aceitação da capitalização pela WACC criaria incentivo perverso: transportadoras poderiam postergar a reivindicação de investimentos históricos para maximizar o *carrying cost*, sabendo que o período de não remuneração seria compensado pela capitalização.

275. Assim, faz-se necessário a aplicação de testes de elegibilidade:

Teste 1 — Dupla Contagem com Custo de Reposição Novo

Os 351 ativos listados nesta categoria referem-se a investimentos concluídos e imobilizados entre 2020 e 2024. São, portanto, ativos fisicamente existentes e operacionais em 31/12/2025. A valoração da BRA pelo método do Custo de Reposição Novo com data-base nessa data captura integralmente o valor desses ativos, pois avalia quanto custaria repor os ativos existentes por equivalentes novos na data-base.

Assim, a inclusão adicional de R\$ 538,3 milhões a título de custo histórico dos investimentos — e, *a fortiori*, a inclusão do valor capitalizado de R\$ 680,4 milhões — configura dupla contagem metodológica: o ativo seria remunerado duas vezes: uma pelo seu custo de reposição e outra pelo seu custo histórico de aquisição, acrescido de remuneração pela WACC.

Teste 2 — Atribuição Temporal aos Contratos Legados

Todos os 351 ativos foram adquiridos ou construídos entre 2020 e 2024, período integralmente coberto pela vigência do Contrato Malha Nordeste (janeiro de 2006 a dezembro de 2025), no qual a Petrobras foi o único carregador. As tarifas pagas pela Petrobras ao longo deste período continham componentes destinados à cobertura de investimentos de manutenção e reposição de ativos.

A análise item a item revela que as categorias predominantes — Estações de Compressão (R\$ 148,6 milhões), Service Exchange/Overhaul (R\$ 89,5 milhões), Classe de Locação (R\$ 98,3 milhões) e Infraestrutura de TI (R\$ 107,3 milhões) — constituem tipicamente *Sustaining CAPEX* ou seja, investimentos de manutenção do sistema de transporte existente. Estas são precisamente as categorias de investimento que as tarifas dos contratos legados foram dimensionadas para cobrir.

Assim sendo, a TAG não demonstra que os investimentos de R\$ 538,3 milhões excedem as provisões embutidas nas tarifas contratuais, nem que se enquadram em qualquer das exceções justificáveis descritas na Subseção 4.2.2 (Teste 2). A mera afirmação de que os investimentos "não foram recuperados por meio de tarifas de transporte" é declaratória e não verificável sem auditoria independente da estrutura tarifária contratual.

5.2.2. Análise Específica por Categoria Material:

(a) Estações de Compressão — R\$ 148,6 milhões (27,6%)

Os 26 ativos desta categoria, todos com ano de desembolso em 2023 e depreciação regulatória acumulada igual a zero, compreendem equipamentos típicos de estações de compressão: compressores de gás, compressores de ar, geradores, vasos, containers e filtros. Estes componentes estão distribuídos por quatro gasodutos da Malha Nordeste — Gasoduto Guamaré-Cabo/Nordestão (10 itens), Gasoduto Guamaré-Pecém/GASFOR (5 itens), EDG Catu (5 itens) e Gasoduto Alagoas-Pernambuco/GASALP (6 itens) — e constituem, por sua natureza, *Sustaining CAPEX* característico da operação e manutenção de um sistema de transporte de gás. A aquisição e reposição deste tipo de equipamento integram o escopo natural das tarifas de transporte, que são estruturalmente dimensionadas para cobrir investimentos de manutenção ao longo da vigência contratual. A realização integral deste dispêndio de R\$ 148,6 milhões em 2023, sob plena vigência do Contrato Malha Nordeste, reforça sua atribuição temporal ao regime dos contratos legados.

(b) Infraestrutura de TI — R\$ 107,3 milhões (19,9%)

Com 77 ativos listados, esta é a categoria com maior número de itens proporcionalmente ao valor. Reproduz-se aqui a questão identificada para o *Sustaining CAPEX* ausência de segregação entre TI operacional (diretamente vinculada à operação da Malha Nordeste), TI comum (compartilhada entre múltiplas malhas e contratos legados) e TI corporativa

(sistemas administrativos). Sem esta segregação, é impossível determinar qual parcela é atribuível à Malha Nordeste e, portanto, elegível para inclusão na BRA.

A concentração de 239 dos 351 ativos no ano de 2022 (R\$ 205,7 milhões, 38,2% do total) coincide com o período em que a TAG implementou projetos de automação e sistemas de controle, mas a associação temporal com a abertura do mercado de gás natural (iniciada em janeiro de 2022 com os primeiros contratos do Novo Mercado) é insuficiente para justificar a transferência integral dos custos para o regime regulado 2026-2030.

(c) Classe de Locação — R\$ 98,3 milhões (18,3%)

Conforme já analisado na Subseção 3.3.3(a), investimentos em classe de localização constituem *Sustaining CAPEX* mandatário em resposta a adensamento populacional. Todavia, o fato de ser mandatário não exime da questão de atribuição temporal: se o adensamento ocorreu durante a vigência do Contrato Malha Nordeste (como é inevitável ao longo de 20 anos), os investimentos correspondentes deveriam ter sido realizados e financiados pelo carregador daquele contrato (Petrobras).

(d) Service Exchange/Overhaul — R\$ 89,5 milhões (16,6%)

Serviços de *overhaul* e *service exchange* de turbinas, compressores e motores constituem a categoria mais claramente atribuível aos contratos legados. Trata-se de manutenção programada de ciclo longo, cuja necessidade e custos são conhecidos desde o início da operação dos equipamentos. As tarifas de transporte do Contrato Malha Nordeste foram dimensionadas para cobrir estes custos ao longo da vigência contratual. A inclusão de R\$ 89,5 milhões de *overhauls* realizados entre 2020 e 2024 na BRA do regime regulado 2026-2030 configuraria transferência direta de custos operacionais do contrato legado para os usuários do novo regime.

5.2.3.

Riscos Regulatórios Identificados

Risco 1 — Dupla Recuperação de Custos

Os investimentos de 2020-2024 já foram parcialmente financiados pelas tarifas de transporte vigentes naquele período (contrato legado com Petrobras). A inclusão dos mesmos investimentos na BRA do regime regulado de 2026-2030 geraria uma segunda recuperação, via depreciação e remuneração do capital no novo ciclo tarifário.

Risco 2 — Subsídio Cruzado Intertemporal

Usuários do regime regulado 2026-2030 financiariam investimentos realizados para beneficiar exclusivamente o carregador do contrato legado (Petrobras) entre 2020 e 2024. Esta transferência intergeracional de custos é inequitativa e economicamente ineficiente.

Risco 3 — Dupla Contagem Metodológica

Ativos existentes e operacionais em 31/12/2025, caso a ANP confirme a adoção do CRN, estarão capturados na BRA valorada por esse método. A adição de R\$ 680,4 milhões (valor capitalizado) a título de custo histórico acrescido de remuneração pela WACC resultaria em remuneração dupla dos mesmos ativos — agravada pelo fato de que o valor capitalizado excede o próprio custo histórico em R\$ 142,1 milhões.

Risco 4 — Remuneração Indevida do Capital via Capitalização pela WACC

A capitalização pela WACC de 7,25% a.a. acrescenta R\$ 142,1 milhões (26,4%) ao valor histórico dos investimentos, configurando remuneração retroativa do capital investido durante o período dos contratos legados. Como as tarifas contratuais já continham componente de remuneração de capital, a capitalização adicional pela WACC resultaria em dupla remuneração do capital. Este risco é particularmente agudo para os investimentos de 2020 (R\$ 134,8 milhões), cujo fator de capitalização de 1,419 implica

Determinação Regulatória:

Glosar integralmente os R\$ 680,4 milhões de Investimentos Não Remunerados Pós-Aquisição (valor capitalizado proposto pela TAG), compreendendo R\$ 538,3 milhões a título de custo histórico e R\$ 142,1 milhões a título de capitalização pela WACC

5.3. **Análise dos Investimentos Não Remunerados Pré-Aquisição**

276. Os Investimentos Não Remunerados Pré-Aquisição totalizam **R\$ 151,8 milhões**, distribuídos em 49 ativos: Tubulação, Condicionantes Ambientais e Componentes — Tubulação.

277. A relação completa de ativos revela um padrão consistente que reforça significativamente a análise regulatória:

(a) Tubulação — Trechos/Ramais (R\$ 118,2 milhões — 77,8% do total)

Os 22 ativos de tubulação concentram-se em três gasodutos específicos, todos integrantes da Malha Nordeste:

Gasoduto Catu-Itaporanga (12 ativos, R\$ 57,3 milhões): Linha tronco, segmentos do gasoduto Catu-I, que é parte central da malha de transporte da Bahia.

Gasoduto Guamaré-Cabo / "Nordestão" (4 ativos, R\$ 31,1 milhões): Segmentos do gasoduto principal que liga o Rio Grande do Norte a Pernambuco, incluindo trechos específicos identificados por quilometragem.

Ramal Santa Rita (1 ativo, R\$ 16,1 milhões): Ramal associado ao Gasoduto Guamaré-Cabo.

Gasoduto Alagoas-Pernambuco / GASALP (3 ativos, R\$ 17,5 milhões): Segmentos do gasoduto que interliga os estados de Alagoas e Pernambuco.

Gasoduto Sergipe-Bahia / GASEB (2 ativos, R\$ 14,3 milhões): Ativos do gasoduto que liga Sergipe à Bahia.

Todos estes gasodutos são componentes da Malha Nordeste e estavam em operação antes da aquisição da TAG pelos novos acionistas em junho de 2019.

(b) Condicionantes Ambientais (R\$ 32,4 milhões — 21,4% do total)

A análise dos 12 ativos de condicionantes ambientais revela uma **questão crítica de alocação de custos entre contratos legados**. Diversos itens referem-se a gasodutos que **não pertencem à Malha Nordeste**, mas sim ao Sistema GASENE ou a outros contratos legados:

Gasoduto Cabiúnas-Vitória (GASCAV): R\$ 6,7 milhões (Sistema Nacional de Unidades de Conservação – SNUC e Reposição Florestal) — parte do Sistema GASENE, contrato legado com vigência até novembro de 2033.

Gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC): R\$ 13,1 milhões (SNUC, Reposição Florestal, Compensação Indígena e Licenciamento Ambiental) — parte do Sistema GASENE.

Gasoduto Pilar-Ipojuca (GASPIL): R\$ 4,7 milhões (SNUC) — contrato legado próprio, com vigência até novembro de 2031.

Gasoduto Cacimbas-Vitória: R\$ 4,2 milhões (Licenciamento Ambiental GD Cacimbas-Vitória e Reposição Florestal) — parte do Sistema GASENE.

Gasoduto Carmópolis-Pilar: R\$ 2,6 milhões — gasoduto da Malha Nordeste.

Gasoduto Alagoas-Pernambuco (GASALP): R\$ 1,1 milhões — gasoduto da Malha Nordeste.

Esta composição demonstra que, dos R\$ 32,4 milhões em condicionantes ambientais, **pelo menos R\$ 28,7 milhões** (88,6%) referem-se a gasodutos que **não integram a Malha Nordeste**. Trata-se de ativos vinculados ao Sistema GASENE (GASCAV, GASCAC, Cacimbas-Vitória) e ao contrato legado GASPIIL (Pilar-Ipojuca), ambos com vigências que se estendem muito além de dezembro de 2025.

278. Assim, faz-se necessário a aplicação de testes de elegibilidade:

Teste 1 — Dupla Contagem com Custo de Reposição Novo

Os 49 ativos de investimentos pré-aquisição são, por definição, ativos existentes e operacionais na data-base de 31/12/2025. A totalidade destes ativos — tubulações, componentes e condicionantes ambientais — constitui o próprio tecido físico do sistema de transporte cuja valoração pelo Custo de Reposição Novo foi realizada. A inclusão adicional a custo histórico configura dupla contagem.

Teste 2 — Atribuição Temporal aos Contratos Legados

A denominação "Pré-Aquisição" é autoexplicativa: trata-se de investimentos realizados **antes de junho de 2019** (<https://www.engie.com.br/uploads/2019/06/190613-Fato-Relevante-Fechamento-TAG.pdf>) , ou seja, durante o período em que a TAG era controlada pela Petrobras. Estes investimentos são, portanto, os mais antigos dentre todos os componentes da BRA analisados nesta seção e os que apresentam a vinculação mais estreita com os contratos legados.

Na Nota Técnica Proposta Tarifária TAG — Ciclo Regulatório 2026-2030 Rev.1 (SEI 5082413, p. 12), a TAG afirma que estes ativos "não foram oportunamente incluídos no âmbito do Anexo III" — o documento que contém a relação de bens e instalações da Malha Integrada aprovada pela ANP em 2022. Independentemente das razões que motivaram a não inclusão destes ativos no Anexo III, a sua ausência naquele instrumento não se traduz em direito de inclusão na BRA do ciclo tarifário 2026-2030. Trata-se de gastos realizados previamente à aquisição da participação acionária na empresa pelo atual operador, não devendo recair sobre os carregadores do regime regulado a responsabilidade de arcar com investimentos que competiam ao regime contratual anterior.

279. A tentativa de incluir na BRA da Malha Nordeste investimentos em condicionantes ambientais de gasodutos que não pertencem a este sistema de transporte — mas sim ao Sistema GASENE (contrato vigente até 2033) e ao contrato GASPIIL (vigente até 2031) — configura **subsídio cruzado entre sistemas**: os usuários do regime regulado da Malha Nordeste financiariam condicionantes ambientais de outros contratos legados que continuam vigentes e gerando receitas próprias.

280. Este risco é particularmente grave porque:

- O Sistema GASENE possui contrato legado com vigência até novembro de 2033, cujas tarifas incluem componentes destinados à cobertura de condicionantes ambientais dos gasodutos GASCAV, GASCAC e Cacimbas-Vitória.
- O contrato GASPIIL (Pilar-Ipojuca) possui vigência até novembro de 2031, igualmente com tarifas dimensionadas para cobrir seus custos, incluindo condicionantes ambientais.
- A inclusão de R\$ 29,4 milhões de condicionantes ambientais destes gasodutos na BRA da Malha Nordeste resultaria em dupla recuperação: uma vez via tarifas dos contratos legados vigentes (GASENE e GASPIIL) e uma segunda vez via tarifas do regime regulado da Malha Nordeste.

Determinação Regulatória:

Glosar integralmente os R\$ 151,8 milhões de Investimentos Não Remunerados Pré-Aquisição.

5.4. Análise das Obras Encerradas não Imobilizadas em 2024

281. A planilha da proposta tarifária (aba "3.3- CAPEX_Ativo N Imob +Sust.") apresenta valores de Ativo Não Imobilizado — Obras Encerradas em 2024 totalizando **R\$ 393,94 milhões** (R\$ 414,2 milhões atualizado pelo IPCA), distribuídos conforme Tabela 15:

Tabela 15 - Obras Encerradas não Imobilizadas em 2024 (em R\$ milhões)

Categoria	Valor (R\$ MM)	% do Total
Outros	63,9	15,4%
Tubulação — Trechos/Ramais	60,3	14,6%
Pig Instrumentado	58,0	14,0%
Service Exchange (Overhaul)	44,3	10,7%
Classe de Locação	42,8	10,3%
Ponto(s) de Saída	40,6	9,8%
Estação(ões) de Compressão	31,5	7,6%
Infraestrutura de TI	30,2	7,3%
Componentes — Tubulação	14,6	3,5%
Ponto de Interconexão	9,4	2,3%
Móveis/Escritório	6,1	1,5%
Ponto(s) de Entrada	5,3	1,3%
Máquinas e Equipamentos	2,4	0,6%
Estações de Medição/Regulagem	2,0	0,5%
Redução de Emissão/Transição Energética	1,5	0,4%
Imóveis/Edificações	1,1	0,3%
Condicionantes Ambientais	0,5	0,1%
TOTAL	414,2	100,0%

Fonte: Elaboração própria.

282. A denominação "Obras Encerradas não Imobilizadas" indica que se tratam de projetos cuja construção ou execução foi concluída durante o ano de 2024, mas que, até 31/12/2024, não haviam sido transferidos da conta contábil de "Obras em Andamento" para o ativo imobilizado. Segundo o CPC 27 (Ativo Imobilizado), itens devem ser imobilizados quando: (i) for provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a entidade; e (ii) o custo do ativo puder ser mensurado confiavelmente.

283. A permanência de R\$ 414,2 milhões como "não imobilizados" ao final de 2024, quando as obras estavam encerradas, requer justificativa contábil e regulatória que a TAG não forneceu. A presunção razoável é de que estas obras foram imobilizadas ao longo de 2025, tornando-se ativos operacionais antes da data-base de 31/12/2025.

284. Aplicando-se o teste de elegibilidade:

Teste 1 — Dupla Contagem com Custo de Reposição Novo

Obras encerradas em 2024 e presumivelmente imobilizadas em 2025 constituem ativos fisicamente existentes e operacionais na data-base de 31/12/2025. Pela mesma lógica aplicada às categorias anteriores, estão capturadas na valoração pelo Custo de Reposição Novo.

Há, contudo, uma possibilidade teórica de que determinados ativos, embora com obras encerradas, não estivessem em operação na data-base — por exemplo, por pendências de comissionamento ou licenciamento. Neste caso excepcional, o ativo poderia não estar capturado na valoração. A TAG, porém, não apresentou qualquer diferenciação neste sentido, tratando todos os R\$ 414,2 milhões de forma homogênea.

Teste 2 — Atribuição Temporal aos Contratos Legados

As obras foram encerradas em 2024, sob plena vigência do Contrato Malha Nordeste. A conclusão de R\$ 414,2 milhões em obras durante o ano de 2024 representa investimento material cuja necessidade se materializou integralmente sob o regime contratual. As categorias dominantes — Pig Instrumentado (R\$ 58,0 milhões), Service Exchange (R\$ 44,3 milhões), Classe de Locação (R\$ 42,8 milhões) — são precisamente as mesmas categorias de *Sustaining CAPEX* cuja atribuição aos contratos legados já foi analisada nas Seções 3 e 4.3.

Merece destaque particular a rubrica "**Outros**" (**R\$ 63,9 milhões, 15,4%**), que constitui a maior categoria individual. Esta rubrica genérica, sem qualquer detalhamento de escopo, reproduz a mesma deficiência identificada na Subseção 3.2.2 para o *Sustaining CAPEX* 2026-2030: a ANP não pode atestar prudência e necessidade de investimentos cuja natureza sequer é declarada.

285. É necessário verificar se há **sobreposição** entre os R\$ 414,2 milhões de Obras Encerradas em 2024 e os R\$ 538,3 milhões de Investimentos Não Remunerados Pós-Aquisição. A existência de categorias idênticas em ambos os componentes (Estações de Compressão, Infraestrutura de TI, Classe de Locação, Service Exchange etc.) levanta a possibilidade de que determinados ativos estejam sendo contados em mais de uma rubrica da BRA proposta. A ausência de conciliação entre estas duas categorias constitui deficiência adicional da proposta da TAG.

286. A planilha da proposta tarifária (aba "3.3- CAPEX_Ativo N Imob +Sust.") apresenta as Obras Encerradas separadamente dos Investimentos Não Remunerados. A TAG deve demonstrar, ativo a ativo, que não há dupla contagem entre estas categorias.

Determinação Regulatória:

Glosar integralmente os R\$ 414,2 milhões de Obras Encerradas não Imobilizadas em 2024.

5.5. **Análise dos Sobressalentes Críticos**

287. Os Sobressalentes Críticos totalizam **R\$ 16,1 milhões** a valores históricos de aquisição (atualizados monetariamente), referentes a 61 itens adquiridos entre 2020 e 2024. Contudo, na proposta tarifária da TAG, o valor apresentado para inclusão na BRA é de **R\$ 20,5 milhões**, obtido mediante a capitalização dos valores de cada item pela taxa de retorno regulatória (WACC) de **7,25% a.a.** em termos reais, aplicada desde o ano de aquisição até a data-base da proposta.

288. A fórmula de capitalização empregada pela TAG na planilha de cálculo do CHCI é a seguinte:

$$\text{Valor Capitalizado} = V_{2020} \times (1 + 7,25\%)^5 + V_{2021} \times (1 + 7,25\%)^4 + V_{2022} \times (1 + 7,25\%)^3 + V_{2023} \times (1 + 7,25\%)^2 + V_{2024} \times (1 + 7,25\%)^1$$

289. Ou seja, cada componente é capitalizado pelo número de anos decorridos entre sua aquisição e a data-base (Dez/2025), utilizando a WACC regulatória vigente à época (7,25% a.a. em termos reais). Esta metodologia busca remunerar o capital investido pela TAG durante o período em que os sobressalentes permaneceram em estoque sem gerar retorno tarifário. A Tabela 16 dispõe os valores propostos de sobressalentes críticos por ano.

Tabela 16 - Sobressalentes Críticos por ano (em R\$ milhões)

Ano	Qtd. Itens	Valor Histórico (R\$ MM)	Fator de Capitalização	Valor Capitalizado Estimado (R\$ MM)
2020	18	4,2	$(1,0725)^5 = 1,419$	6,0
2021	15	4,7	$(1,0725)^4 = 1,323$	6,2
2022	6	1,4	$(1,0725)^3 = 1,234$	1,8
2023	18	4,3	$(1,0725)^2 = 1,150$	4,9
2024	4	1,5	$(1,0725)^1 = 1,073$	1,6
TOTAL	61	16,1	—	20,5

Fonte: Elaboração própria.

290. A diferença entre o valor histórico (R\$ 16,1 milhões) e o valor capitalizado (R\$ 20,5 milhões) — aproximadamente **R\$ 4,4 milhões** — representa a remuneração do capital imobilizado nos sobressalentes durante o período de estocagem.

291. Os itens incluem motores de partida à prova de explosão, válvulas de controle, válvulas de gás combustível, atuadores hidráulicos, computadores industriais (IHM), controladores locais de temperatura, sistemas de incêndio e gás, bombas de óleo lubrificante, entre outros componentes de turbocompressores e estações de compressão.

292. A capitalização dos sobressalentes pela WACC regulatória de 7,25% a.a. levanta questão regulatória que merece análise específica, distinta dos demais testes de elegibilidade.

293. O argumento implícito da TAG é o de que, ao adquirir sobressalentes críticos entre 2020 e 2024, a transportadora imobilizou capital que não foi remunerado pelas tarifas dos contratos legados. A capitalização pela WACC visa compensar o custo de oportunidade deste capital durante o período de não remuneração. Este argumento encontra paralelo na prática regulatória internacional: a AER australiana reconhece o conceito de *carrying cost* para investimentos realizados antes do início do período regulatório, permitindo a capitalização pelo WACC regulatório até a data de incorporação na base de ativos.

294. Contudo, esse argumentação levanta as seguintes ressalvas regulatórias

(a) Legitimidade da taxa aplicada. A WACC de 7,25% a.a. em termos reais corresponde à taxa de retorno regulatória vigente à época das aquisições, adotada pela ANP desde o Concurso Público de Alocação de Capacidade da TBG em 2019 e mantida em vigor até a sua recente atualização para o ciclo tarifário 2026-2030. A utilização desta taxa como fator de capitalização dos sobressalentes é, portanto, tecnicamente adequada, na medida em que reflete o custo de oportunidade do capital regulatório durante o período em que os itens permaneceram em estoque (2020-2024).

(b) Distinção em relação ao tratamento dos Investimentos Não Remunerados Pós-Aquisição (Subseção 4.3). Embora os sobressalentes tenham sido adquiridos durante a vigência do Contrato Malha Nordeste — assim como os investimentos analisados na Subseção 4.3 —, a aceitação da capitalização pela WACC neste caso não é contraditória

com a glosa integral aplicada àqueles investimentos. Na Subseção 4.3, a rejeição dos R\$ 538,3 milhões (incluindo a parcela capitalizada de R\$ 142,1 milhões) decorreu primordialmente da dupla contagem metodológica com o Custo de Reposição Novo: os ativos correspondentes estão instalados e operacionais, sendo integralmente capturados pela valoração CRN. A questão da capitalização pela WACC sequer precisou ser alcançada como fundamento autônomo. No caso dos sobressalentes, a situação é estruturalmente distinta: (i) o valor-base é aceito justamente porque não há dupla contagem com o CRN — sobressalentes em estoque não estão instalados nos ativos valorados; (ii) os itens não foram consumidos durante a vigência do contrato legado, permanecendo disponíveis para utilização no regime regulado 2026-2030; e (iii) a TAG efetivamente imobilizou capital nestes itens sem auferir retorno tarifário correspondente durante o período de estocagem. Nestas circunstâncias, o reconhecimento do custo de carregamento do capital (*carrying cost*) pela WACC regulatória vigente à época (7,25% a.a.) é razoável e consistente com a prática regulatória internacional, dada a baixa materialidade do montante envolvido (R\$ 4,4 milhões).

(c) Distinção entre atualização monetária e remuneração do capital. É relevante registrar que a capitalização pela WACC vai além da mera atualização monetária (pelo IGP-M ou IPCA, que preserva o poder de compra): ela remunera o capital investido durante o período de estocagem. No caso dos sobressalentes, esta remuneração adicional é justificável na medida em que a TAG manteve itens estratégicos em estoque — com capital imobilizado e exposto a risco de obsolescência — que não geraram retorno tarifário durante o período dos contratos legados, mas que beneficiarão diretamente a continuidade operacional do sistema no regime regulado. A aceitação desta metodologia, contudo, não constitui precedente para capitalização pela WACC de investimentos que foram consumidos ou incorporados a ativos operacionais durante a vigência dos contratos legados, cuja situação é substancialmente distinta.

295. Sobressalentes críticos (ou *critical spares*) apresentam tratamento regulatório distinto dos demais componentes analisados. Na regulação internacional, há reconhecimento de que peças sobressalentes estratégicas podem ser capitalizadas e incluídas na base de ativos regulatória quando: (i) são essenciais para a continuidade operacional do sistema; (ii) possuem *lead time* de aquisição longo; (iii) sua indisponibilidade causaria interrupção do serviço; e (iv) não são itens de consumo regular (OPEX).

296. O CPC 27 (Ativo Imobilizado) permite o reconhecimento de peças sobressalentes como ativo imobilizado quando se espera utilizá-las por mais de um período e quando atendem aos critérios de reconhecimento do ativo imobilizado.

297. Aplicando-se o teste de elegibilidade:

Teste 1 — Dupla Contagem com Custo de Reposição Novo

Diferentemente das demais categorias, sobressalentes críticos constituem **estoque estratégico** — peças que estão armazenadas, não instaladas nos ativos operacionais. O Custo de Reposição Novo valora os **ativos em operação**, não os sobressalentes em estoque. Portanto, em princípio, os sobressalentes críticos **não estão capturados** na valoração pelo Custo de Reposição Novo, não configurando dupla contagem metodológica.

Este é o **único** dos quatro componentes analisados nesta seção para o qual o Teste 1 não resulta automaticamente em glosa.

Teste 2 — Atribuição Temporal aos Contratos Legados

Os 61 itens foram adquiridos entre 2020 e 2024, integralmente sob a vigência do Contrato Malha Nordeste. A questão de atribuição temporal permanece: as tarifas do contrato legado incluíam provisões para manutenção do sistema, e a aquisição de sobressalentes críticos é parte integrante da gestão de manutenção. Os sobressalentes foram adquiridos para atender à operação sob o contrato legado — beneficiando o

carregador daquele regime (Petrobras), não os futuros usuários do regime regulado 2026-2030.

Contudo, há argumento atenuante para os sobressalentes: por não terem sido consumidos (instalados) durante a vigência dos contratos legados, os sobressalentes permanecem disponíveis para utilização futura no regime regulado. Diferentemente de investimentos que geraram ativos operacionais (já consumidos pelo serviço prestado sob contrato legado), sobressalentes em estoque representam capacidade de manutenção futura.

Teste 3 — Prudência e Necessidade

A análise dos 61 itens revela que se tratam majoritariamente de componentes de turbocompressores (motores de partida, válvulas de controle, atuadores, módulos processadores) e equipamentos de segurança (sistemas de incêndio e gás, válvulas de bloqueio automático). Estes são itens genuinamente críticos para a operação contínua de estações de compressão, com *lead times* de aquisição tipicamente longos (6-18 meses para peças de turbinas industriais). O valor médio por item (R\$ 263 mil a valor histórico) é compatível com peças de alta complexidade para turbocompressores industriais.

Exigência Regulatória:

298. Para fins de aprovação dos valores, a TAG deve apresentar:

- Demonstração de existência física: Inventário atualizado dos sobressalentes, com comprovação de que os 61 itens existem fisicamente em almoxarifado da TAG, em condições de uso.
- Demonstração de alocação à Malha Nordeste: Cada sobressalente deve ser vinculado a equipamento específico da Malha Nordeste (não de outros sistemas ou contratos legados vigentes).
- Ausência de duplicidade com OPEX: Verificação de que os sobressalentes não estão sendo computados também como despesa operacional (O&M) na rubrica de manutenção de compressores (R\$ 66,9 milhões/ano).
- Conciliação com Demonstrações Financeiras: Os valores declarados devem ser conciliáveis com os registros contábeis auditados de 2020 a 2024.
- Vida útil regulatória: Estabelecer vida útil regulatória máxima de 10 anos para sobressalentes críticos, considerando que se tratam de componentes eletrônicos e mecânicos sujeitos a obsolescência tecnológica.

Determinação Regulatória:

Aprovar condicionalmente a inclusão dos Sobressalentes Críticos na BRA, **pelo valor capitalizado de R\$ 20,5 milhões**, conforme metodologia de capitalização pela WACC de 7,25% a.a. proposta pela TAG

299. A aprovação condicional pelo valor capitalizado se justifica porque: (i) não há dupla contagem com o Custo de Reposição Novo, dado que sobressalentes em estoque não estão instalados nos ativos valorados; (ii) os itens não foram consumidos durante a vigência dos contratos legados, permanecendo disponíveis para utilização no regime regulado; (iii) a natureza estratégica dos itens beneficia a continuidade operacional do sistema no regime regulado; (iv) a TAG efetivamente imobilizou capital nestes itens sem retorno tarifário durante o período de estocagem, sendo razoável o reconhecimento do custo de carregamento pela WACC regulatória vigente; e (v) o valor total (R\$ 20,5 milhões) é materialmente reduzido face à BRA total proposta. O tratamento diferenciado em relação aos demais componentes desta seção — para os quais se determinou glosa integral — é coerente e não configura contradição, pois decorre da natureza singular dos sobressalentes críticos, que são o único

componente que simultaneamente não é capturado pela valoração CRN e não foi consumido sob o regime dos contratos legados.

6. **NOVOS PROJETOS DE EXPANSÃO**

300. A TAG apresenta na sua proposta tarifária para o ciclo 2026-2030 2 (dois) novos projetos de expansão: GASFOR II e ECOMP Itajuípe, conforme Tabela 17:

Tabela 17 -Novos Projetos de Expansão (R\$ em milhões)

Projeto	Data Autorização	Data Início Operação	CAPEX Total (R\$ MM)	Status Regulatório
GASFOR II	28/05/2025	01/06/2025	891,60 (dez/25)	Autorizado e operacional (SIM-ANP nº 297/2025)
ECOMP Itajuípe	-	01/01/2028 (prevista)	962,66	Sem Autorização de Construção

Fonte: Elaboração própria.

301. Do montante total proposto de R\$ 1.854,26 milhões, apenas o GASFOR II atende ao critério de elegibilidade estabelecido pela ANP para inclusão de projetos de expansão no ciclo tarifário 2026-2030, qual seja, a existência de Autorização de Construção ou de Operação publicada pela ANP. O projeto ECOMP Itajuípe não possui Autorização de Construção publicada pela ANP a, devendo ser integralmente excluído da proposta tarifária.

302. O art. 5º da Resolução ANP nº 991/2026 estabelece que "a inclusão de novos ativos na Base Regulatória de Ativos durante o Ciclo Tarifário está condicionada à prévia autorização da ANP." Este dispositivo reproduz, em substância, o art. 5º da Resolução ANP nº 15/2014, confirmando a continuidade do princípio de autorização prévia como condição necessária para inclusão de investimentos em expansão na base tarifária.

303. A racionalidade regulatória deste requisito é evidente: investimentos em novos projetos somente podem ser recuperados via tarifas se demonstrarem viabilidade técnica, econômica e regulatória mediante processo de autorização conduzido pela ANP. A autorização prévia funciona como filtro de prudência regulatória, assegurando que apenas projetos efetivamente necessários, tecnicamente adequados e economicamente viáveis sejam incluídos na base de ativos remunerados.

304. No processo de revisão tarifária do ciclo 2026—2030, a ANP estabeleceu como critério de elegibilidade para inclusão de projetos de expansão na proposta tarifária que os investimentos em construção e ampliação já possuam Autorização de Construção emitida pela ANP. Este critério foi formalmente estabelecido pela Decisão de Diretoria nº 704/2025, de 06 de novembro de 2025, que em seu item IV determinou que "a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação, durante o processo de valoração da base regulatória de ativos para o Ciclo Regulatório 2026—2030, considere, dentre os novos investimentos em construção e ampliação propostos, somente aqueles que já possuam Autorização de Construção emitida pela ANP."

305. Para ativos já em operação comercial, como é o caso do GASFOR II, a inclusão na BRA segue o tratamento previsto no art. 6º da Resolução ANP nº 991/2026. O ativo operacional integra a BRA pelo custo de investimento efetivamente incorrido, atualizado monetariamente até a data-base da revisão tarifária (31/12/2025), deduzido da depreciação regulatória acumulada desde o início da operação.

306. A racionalidade econômica deste tratamento é dupla:

- (a) Reconhecimento de investimentos realizados: ativos já em operação prestam serviço efetivo de transporte, justificando a remuneração do capital investido e a recuperação via depreciação;
- (b) Ajuste pelo uso econômico: a depreciação regulatória desde a entrada em operação

reflete o desgaste econômico do ativo, assegurando que a BRA represente o valor econômico remanescente.

6.1. **GASFOR II (Gasoduto Horizonte - Caucaia) – R\$ 891,60 milhões (dez/2025)**

307. O GASFOR II é um gasoduto de transporte que conecta a Estação km 370/CE (município de Horizonte/CE) à Estação Horizonte/CE, com extensão de 82,73 km e diâmetro nominal de 20 polegadas. Conforme **Autorização SIM-ANP nº 297, de 28 de maio de 2025**, publicada no Diário Oficial da União em 29/05/2025, a TAG foi autorizada a operar o GASFOR II como parte de um conjunto de instalações de transporte de gás natural.

308. A Autorização SIM-ANP nº 297/2025 revogou expressamente a Autorização SIM-ANP nº 152, de 11 de março de 2022, consolidando em um único ato autorizativo a operação de múltiplos gasodutos e instalações da TAG na região Nordeste, incluindo o GASFOR II. A data de entrada em vigor da autorização é **29 de maio de 2025** (data de sua publicação no DOU), confirmando que o GASFOR II detém **autorização regulatória válida** para o ciclo tarifário 2026-2030.

309. Conforme documentação apresentada pela TAG, o GASFOR II iniciou operação comercial em **01/06/2025** (junho de 2025), estando operacional durante todo o ciclo tarifário 2026-2030.

310. O ativo apresentou CAPEX total atualizado até dezembro/2024 é de R\$ 850,72 milhões, conforme Tabela 18. Para atualização até dezembro/2025, aplica-se o IPCA do período dezembro/2024 a dezembro/2025 ($=4,806560\%$ - Fonte: Calculadora do Cidadão do BACEN) resultando no valor de R\$ 891,60 milhões

Tabela 18 - Estrutura de CAPEX GASFOR II (em R\$ milhões)

Ano	CAPEX Incorrido (R\$ mil)	CAPEX Atualizado IGP-M dez/24 (R\$ mil)
2011	9.033,82	23.116,46
2012	67.408,48	165.309,86
2013	70.532,29	163.029,75
2014	30.163,98	64.837,02
2015	668,92	1.367,85
2016	94,76	172,44
2021	2.865,00	3.128,99
2022	98.802,00	101.083,41
2023	208.952,00	222.581,51
2024	79.803,00	85.195,94
2025	15.918,00	15.918,00
Total	589.244,25	850.722,00

311. O GASFOR II iniciou operação comercial em 01/06/2025. Considerando vida útil regulatória de 30 anos, a depreciação anual é:

Quota anual de depreciação: $R\$ 891.600 \text{ mil} / 30 = R\$ 29.720 \text{ mil/ano}$

Quota mensal de depreciação: R\$ 29.720 mil / 12 = R\$ 2.477 mil/mês

Período de depreciação em 2025: 7 meses (junho a dezembro)

Depreciação acumulada jun-dez/2025: R\$ 2.477 × 7 = R\$ 17.337 mil

BRA inicial para o ciclo 2026-2030 (em 31/12/2025):

CAPEX atualizado (dez/25): R\$ 891.600 mil

(-) Depreciação acumulada (jun-dez/25): R\$ 17.337 mil

BRA em 31/12/2025: R\$ 874.263 mil (R\$ 874,26 milhões)

312. Embora o GASFOR II tenha sido desenvolvido ao longo de vários anos (com investimentos iniciados em 2011), o projeto foi formalmente autorizado e entrou em operação comercial sob a vigência da Resolução ANP nº 15/2015. O art. 6º, § 7º, dessa Resolução estabelece que "em se tratando de Gasodutos de Transporte que não se encontram em fase de operação, o valor da Base Regulatória de Ativos será o custo de investimento efetivamente incorrido na sua fase de construção."

313. Este dispositivo é materialmente idêntico ao art. 6º, § 6º, da Resolução ANP nº 991/2026, confirmando a continuidade do critério regulatório entre os dois regimes normativos.

314. O GASFOR II, portanto, teve sua BRA inicial corretamente estabelecida em **R\$ 891,60 milhões** — valor do investimento efetivamente incorrido na fase de construção até dezembro/2025 —, com depreciação regulatória iniciada em junho/2025 (data de entrada em operação comercial).

315. A questão regulatória que se coloca para o ciclo tarifário 2026-2030 não é a elegibilidade do GASFOR II para inclusão na BRA — esta já está estabelecida desde junho/2025 com a entrada em operação —, mas a correta evolução da BRA ao longo do ciclo, mediante depreciação anual e ausência de adições de CAPEX (o GASFOR II é um ativo operacional completo, sem previsão de ampliações).

316. A planilha apresentada pela TAG está, neste aspecto, estruturalmente correta: BRA inicial de R\$ 874,26 MM em 31/12/2025 (já deduzida a depreciação de 7 meses ocorrida em 2025), depreciação anual de R\$ 29,72 MM ao longo da vida útil de 30 anos, e BRA declinante ao longo do ciclo 2026-2030.

Determinação Regulatória:

Aprovar a inclusão do GASFOR II na BRA do ciclo 2026-2030 com BRA inicial de R\$ 874,26 milhões (31/12/2025) e depreciação anual de R\$ 29,72 milhões

6.2. ECOMP Itajuípe – R\$ 962,66 milhões

317. A TAG propõe a inclusão do projeto ECOMP Itajuípe, uma estação de compressão a ser instalada no município de Itajuípe (BA), com investimento total de R\$ 962,66 milhões e custos operacionais anuais de R\$ 29,35 milhões. O projeto não detém Autorização de Construção publicada pela ANP e não atende a determinação da Decisão de Diretoria nº 704/2025.

318. A ausência de Autorização de Construção emitida pela ANP indica que o projeto ECOMP Itajuípe se encontra em estágio preliminar de desenvolvimento, tipicamente em fase de estudos de viabilidade, obtenção de licenças ambientais ou aprovação interna pela transportadora. A inclusão de custos operacionais e de capital deste projeto na base tarifária do ciclo 2026-2030 violaria o critério regulatório estabelecido pela ANP e transferiria indevidamente aos consumidores o risco de que o projeto não se materialize ou seja substancialmente modificado antes de sua eventual implementação.

319. Adicionalmente, o investimento de capital de R\$ 962,66 milhões confirma tratar-se de

projeto de expansão material que requer, previamente à inclusão tarifária, não apenas Autorização de Construção mas também estudos de viabilidade técnica e econômica completos, demonstração de demanda firme ou contratada que justifique o investimento mediante apresentação de contratos firmes de transporte ou estudos de mercado robustos, e aprovação regulatória específica quanto à alocação de custos entre beneficiários, em conformidade com o art. 5º da Resolução ANP nº 991/2026.

320. A inclusão deste projeto na base tarifária do ciclo 2026-2030, na ausência de Autorização de Construção e dos elementos de suporte mencionados, violaria o princípio de prudência regulatória estabelecido no art. 6º, § 1º, da Resolução ANP nº 991/2026, que exige que custos e investimentos incorporados à base tarifária sejam "prudentes e necessários". Custos de projetos sem autorização regulatória não satisfazem o teste de prudência, uma vez que sua materialização é incerta e depende de aprovações futuras que podem não ocorrer ou ocorrer em condições substancialmente distintas das premissas originais.

Determinação Regulatória:

Glosar integralmente os R\$ 962,66 milhões de CAPEX e os R\$ 29,35 milhões /ano de custos operacionais (O&M + G&A) atribuíveis ao projeto ECOMP Itajuípe.

O projeto poderá ser submetido à ANP para aprovação e inclusão tarifária em ciclos regulatórios futuros (2031-2035 ou posteriores), após obtenção de Autorização de Construção e mediante apresentação de documentação completa incluindo estudos de viabilidade técnica e econômica, demonstração de demanda firme ou contratada, análise de alternativas tecnológicas e locacionais, orçamento detalhado de CAPEX e OPEX com referências de mercado, e submissão conforme procedimentos estabelecidos pela ANP para aprovação de projetos de expansão.

Alternativamente, caso o projeto obtenha Autorização de Construção durante o ciclo tarifário 2026-2030, a TAG poderá submetê-lo à ANP para aprovação e inclusão tarifária mediante revisão tarifária extraordinária, nos termos do procedimento estabelecido na Resolução ANP nº 991/2026 para inclusão de novos projetos durante o ciclo.

7. CONCLUSÃO

321. A presente Nota Técnica, elaborada no escopo da 2ª fase do Plano de Ação instituído pela Decisão de Diretoria nº 704/2025, analisou proposta de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA), Plano de Investimentos (CAPEX) e, preliminarmente, Custos Operacionais (OPEX) apresentada pela Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) para o Ciclo Regulatório 2026-2030.

322. A avaliação pautou-se na verificação estrita do atendimento aos critérios de prudência, necessidade e eficiência estabelecidos pela Resolução ANP nº 991/2026.

323. Constatou-se deficiência material na apresentação de documentação comprobatória e técnica, o que impossibilitou a aprovação imediata de parcela dos valores propostos.

324. O estabelecimento destes padrões no primeiro ciclo tarifário sob a Resolução ANP nº 991/2026 é essencial para a credibilidade do regime regulatório brasileiro e para sinalizar ao mercado que a transição para o modelo regulado é acompanhada de compromisso efetivo com a proteção dos consumidores e a promoção da eficiência econômica no transporte de gás natural.

325. A transportadora dispõe de mecanismos legítimos para reverter as Determinações Regulatórias, todos condicionados à apresentação de documentação completa e verificável.

326. A Tabela 19 consolida os valores propostos pela TAG e a Determinação Regulatória recomendada após avaliação da SIM:

Tabela 19 - Determinação regulatória para a proposta TAG

(em milhões R\$)	Valor Proposto pela transportadora	Valor Aprovado	Aprovação Condicional	Projeto Contingente	Glosa
OPEX (2026-2030)	2.195,70	a determinar na 3ª fase	a determinar na 3ª fase	a determinar na 3ª fase	a determinar na 3ª fase
TOTAL CAPEX	5.201	874	284	477	3.566
Sustaining CAPEX 2026-2030	1.705	0	228	427	1.050
Sustaining CAPEX 2025	392	0	36	50	306
Imobilizados antes de 2024	1.267	0	21	0	1.246
Growth CAPEX	1.837	874	0	0	963
BRA	5.673	4.125	0	0	1.682
Contrato Malhas NE	5.673	4.125	0	0	1.682
TOTAL BRA + CAPEX	11.008	4.999	284	477	5.248

327. Desta forma, no âmbito da 2ª fase do Plano de Ação para o Ciclo Tarifário 2026-2030, aprovado pela Decisão de Diretoria nº 704/2025, recomendamos a aprovação das Determinações Regulatória indicadas na presente Nota Técnica, a serem submetida a Consulta Pública.

Elaborado por:

MARCO ANTONIO BARBOSA FIDELIS
Coordenador Geral de Cálculo Tarifário

LUCIANO DE GUSMÃO VELOSO
Assessor de Diretoria

KARINE ALVES DE SIQUEIRA

De acordo:

THIAGO NEVES DE CAMPOS

Superintendente de Infraestrutura e Movimentação



Documento assinado eletronicamente por **MARCO ANTONIO BARBOSA FIDELIS, Coordenador-Geral de Cálculo Tarifário**, em 23/02/2026, às 14:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **LUCIANO DE GUSMAO VELOSO, Assessor Técnico de Diretoria**, em 23/02/2026, às 15:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **KARINE ALVES DE SIQUEIRA, Assessora Técnica de Diretoria**, em 23/02/2026, às 16:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **THIAGO NEVES DE CAMPOS, Superintendente de Infraestrutura e Movimentação**, em 23/02/2026, às 16:54, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5733157** e o código CRC **0C3A21B8**.