

Consultoria técnica para consulta pública nº 11/2026: subsídios sobre a aplicação do Método do Capital Recuperado (Recovered Capital Method - RCM) para valoração dos ativos referentes aos Contratos Legados - TAG

São Paulo, 07 de julho de 2026

À

Transportadora Associada de Gás S.A. e Agência Nacional de Petróleo.

Prezados Senhores,

De acordo com os termos do Contrato celebrado entre a Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG" ou "cliente" ou "transportadora") e a Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda. ("EY"), realizamos trabalho de assessoria técnica especializada relacionado ao Processo ANP nº 48610.209490/2025-12 e à Consulta Pública nº 11/2026, instaurada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP"), referente à revisão da metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos ("BRA") e dos componentes tarifários aplicáveis ao ciclo tarifário de transporte de gás natural 2026-2030.

O presente relatório foi elaborado com a finalidade de fornecer análises técnicas independentes sobre os temas submetidos à consulta pública, incluindo a avaliação da metodologia proposta pela ANP, seus fundamentos conceituais, a análise das premissas adotadas e a realização de testes de sensibilidade relacionados aos componentes metodológicos e regulatórios considerados no processo de revisão tarifária. Em particular, o trabalho contemplou a análise crítica da aplicação do Recovered Capital Method (RCM) para fins de determinação da BRA, bem como a avaliação de aspectos associados à reconstrução da recuperação histórica do capital investido, custos operacionais, investimentos, depreciação, taxa de desconto e demais componentes relevantes à metodologia regulatória proposta.

Assim, este relatório busca subsidiar a TAG na formulação e apresentação de suas contribuições técnicas no âmbito da Consulta Pública nº 11/2026. A definição dos critérios regulatórios aplicáveis, a avaliação das contribuições recebidas e a adoção de quaisquer decisões regulatórias permanecem sob responsabilidade exclusiva da ANP, no exercício de suas competências legais e institucionais.

Natureza e escopo dos serviços

O presente trabalho constitui serviço de consultoria e assessoria técnica especializada e não representa auditoria, revisão, assecuração, perícia ou qualquer outra forma de atestação.

As análises foram desenvolvidas a partir de informações, documentos e premissas disponibilizados pela TAG, pela ANP e por outras fontes consideradas relevantes para os objetivos do trabalho. Tais informações e premissas não foram objeto de auditoria, certificação ou validação independente pela EY, exceto quando expressamente indicado no relatório.

Divulgação e utilização

Considerando a natureza do processo regulatório, este relatório foi elaborado com o propósito de subsidiar as contribuições técnicas da TAG à Consulta Pública nº 11/2026 e poderá ser protocolado junto à ANP, tornando-se documento público em decorrência dos procedimentos aplicáveis ao processo regulatório. Embora possa ser disponibilizado publicamente, o relatório foi elaborado exclusivamente para os objetivos descritos nesta carta e no respectivo contrato celebrado entre a EY e a TAG.

Nenhum terceiro poderá se apoiar ou invocar este relatório como fundamento para decisões próprias, e a EY não assume qualquer responsabilidade perante terceiros em relação ao seu conteúdo.

Adicionalmente, a EY não assume qualquer responsabilidade por usos do relatório para finalidades distintas daquelas para as quais foi elaborado.

Na medida em que o relatório contenha análises de sensibilidade, simulações ou avaliações dos efeitos decorrentes da aplicação de determinadas premissas metodológicas ou regulatórias, tais resultados

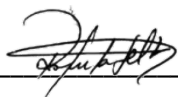
possuem caráter analítico e ilustrativo. A EY não assume responsabilidade pela concretização de resultados futuros ou pela adoção de decisões regulatórias por quaisquer partes.

Considerações finais

As análises apresentadas refletem nossa avaliação técnica independente com base nas informações disponíveis até a data deste relatório. A EY não possui obrigação de atualizar o presente documento em decorrência de fatos, documentos ou circunstâncias que venham a ocorrer posteriormente à sua emissão, salvo disposição contratual em contrário.

Demais considerações, limitações e restrições de uso devem ser consideradas conforme apresentado no Anexo 9.1 deste relatório.

Atenciosamente,



Ernst & Young Assessoria Empresarial Ltda

Relação de Figuras, Tabelas e Gráficos

Relação de Figuras

Figura 1: Histórico TAG	12
-------------------------------	----

Relação de Tabelas

Tabela 1: Metodologias de Valoração da BRA	23
Tabela 2: Quadro Comparativo Regulatório Brasileiro	30
Tabela 3: Características dos Modelos por País	44
Tabela 4: Premissas e fontes da ANP	48
Tabela 5: Sensibilidade do RCM em valores nominais (R\$ mil)	51
Tabela 6: Comparativo Receitas em valores nominais entre 2006 e 2025 (R\$ mil).....	54
Tabela 7: Dados SCOMPs/PTE em valores nominais (R\$ mil)	57
Tabela 8: Comparativo OPEX em valores nominais (R\$ mil).....	58
Tabela 9: CRN por Gasoduto (R\$ mil)	61
Tabela 10: Relação de Autorizações de Operação das obras	62
Tabela 11: VRD sensibilizado (R\$ mil)	64
Tabela 12: Capex Ano a Ano (R\$ mil)	66
Tabela 13: Depreciação fiscal ano a ano (R\$ mil)	69
Tabela 14: Resumo de documentos recebidos	81

Relação de gráficos

Gráfico 1: Impacto da variação das premissas sobre o RCM da ANP (R\$ mil)	51
Gráfico 2: Premissas de maior impacto em ordem decrescente (R\$ mil)	52
Gráfico 3: Variação da receita dos cenários propostos (R\$ mil)	55
Gráfico 4: Evolução do OPEX versus malha (R\$ mil)	56
Gráfico 5: Valores de OPEX dos cenários propostos (R\$ mil)	59
Gráfico 6: Variação do Capex nos cenários propostos (R\$ mil)	66
Gráfico 7: Depreciação fiscal a partir da sensibilização do VRD (R\$ mil)	70
Gráfico 8: Sensibilização da taxa WACC (R\$ mil)	71
Gráfico 9: Impactos identificados por ordem de premissa (R\$ mil)	74

Relação de Siglas e Abreviações

AEMC	- <i>Australian Energy Market Commission</i>
AEMO	- <i>Australian Energy Market Operator</i>
AER	- <i>Australian Energy Regulator</i>
ANA	- Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico
ANATEL	- Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	- Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANTT	- Agência Nacional de Transportes Terrestres
APA	- <i>Australian Pipeline Authority</i>
ARERA	- <i>Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente</i>
BRA	- Base Regulatória de Ativos
BRR	- Base de Remuneração Regulatória
CAPEX	- <i>Capital Expenditure</i> (Investimentos em capital)
CAPM	- <i>Capital Asset Pricing Model</i> (Modelo de Precificação de Ativos Financeiros)
CEER	- <i>Council of European Energy Regulators</i>
CHCI	- Custo Histórico Corrigido
CMPC	- Custo Médio Ponderado de Capital
CPI	- <i>Consumer Price Index</i> (Índice de Preços ao Consumidor)
CRN	- Custo de Reposição a Novo
DBVM	- <i>Depreciated Book Value Method</i> (Método do Valor Contábil Depreciado)
DMRE	- <i>Department of Mineral Resources and Energy</i>
DORC	- <i>Depreciated Optimized Replacement Cost</i> (Custo de Reposição Otimizado Depreciado)
EY	- <i>Ernst & Young</i> (empresa de consultoria/auditoria)
FERC	- <i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
GPV	- <i>Gas Pipelines Victoria</i>
LRIC	- <i>Long Run Incremental Cost</i> (Custo Incremental de Longo Prazo)
MCPSB	- Manual de Controle Patrimonial do Saneamento Básico
MCPSE	- Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico
MCSE	- Manual de Controle do Setor Elétrico
MCRSB	- Manual de Contabilidade Regulatória do Saneamento Básico
MEA	- <i>Modern Equivalent Asset</i> (Ativo Moderno Equivalente)
MME	- Ministério de Minas e Energia

Relação de Siglas e Abreviações

NCC - *National Competition Council*

NERSA - *National Energy Regulator of South Africa*

NGT - *National Gas Transmission* (Sistema Nacional de Transporte de Gás)

OPEX - *Operational Expenditure* (Custos operacionais)

PER - Programa de Exploração da Rodovia

PUCs - *Public Utility Commissions* (Comissões de Serviços Públicos)

RAP - Receita Anual Permitida

RCM - *Recovered Capital Method* (Método do Capital Recuperado)

RIIO - *Revenue = Incentives + Innovation + Output* (Receita = Incentivos + Inovação + Resultados)

RMP - Receita Máxima Permitida

ROSS - *Framework* regulatório italiano

SEA Gas - *South East Australia Gas*

SRAB - *Starter Regulatory Asset Base* (Base Regulatória Inicial de Ativos)

TAG - Transportadora Associada de Gás

TCG - Transportadora Capixaba de Gás

TELRIC - *Total Element Long-Run Incremental Cost* (Custo Incremental de Longo Prazo por Elemento Total)

TNS - Transportadora Nordeste Sudeste

TOC - *Trended Original Cost* (Custo Histórico Atualizado por Tendência)

TOTEX - *Total Expenditure* (Despesa Total - CAPEX + OPEX)

TUM - Transportadora Urucu-Manaus

VNR - Valor Novo de Reposição

WACC - *Weighted Average Cost of Capital* (Custo Médio Ponderado de Capital)

Sumário

1.	Objetivo e Introdução	9
1.1.	Objetivo	9
1.2.	Visão geral	9
1.2.1.	Contexto histórico da TAG - Malha Norte-Nordeste.....	11
2.	Diagnóstico Regulatório do Modelo Proposto	13
2.1.	Método do Capital Recuperado (RCM): Fundamentação e limitações	13
2.2.	Pontos Críticos do RCM	15
2.3.	Implicações Regulatórias	16
3.	Avaliação das Abordagens Metodológicas	18
3.1.	Método do Custo Histórico (CHCI).....	18
3.2.	Método do Custo de Reposição a Novo (CRN)	19
3.3.	Depreciação econômica, vida útil e valor residual dos ativos	21
3.4.	Comparativo metodológico e regulatório.....	22
4.	Evidência Empírica e <i>Benchmark</i> Regulatório	25
4.1.	<i>Benchmark</i> nacional	25
4.1.1.	Agências reguladoras nacionais	25
4.1.1.1.	ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica	25
4.1.1.2.	ANA - Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico	27
4.1.1.3.	ANATEL - Agência Nacional de Telecomunicações.....	28
4.1.1.4.	ANTT - Agência Nacional de Transportes Terrestres.....	29
4.1.2.	Resumo comparativo	29
5.	Corroboração Internacional.....	34
5.1.	<i>Benchmark</i> internacional	34
5.1.1.	Agências reguladoras internacionais.....	34
5.1.1.1.	Austrália.....	34
5.1.1.1.1.	RCM no contexto australiano	34
5.1.1.1.2.	Exemplo e aplicação prática do RCM	38
5.1.1.2.	Reino Unido	41
5.1.1.3.	Itália	41
5.1.1.4.	Estados Unidos	42
5.1.1.5.	África do Sul	43
5.1.2.	Comparativo entre as agências internacionais	43
5.2.	<i>Benchmarks</i> analisados e a ANP	44
6.	Estrutura Metodológica Recomendada	46
7.	RCM: Análise técnica e impactos.....	48
7.1.	Modelo elaborado pela ANP	48
7.1.1.	Teste de impacto das premissas	50

Sumário

7.1.2. Inconsistências e fragilidades identificadas	52
7.1.2.1. Receita	52
7.1.2.2. Custos e despesas	55
7.1.2.3. CAPEX	59
7.1.2.3.1. Depreciação fiscal	68
7.1.2.4. Taxa de Desconto	70
7.1.3. Impactos Identificados.....	72
8. Conclusão	75
9. Anexos	78
9.1 Considerações finais e limitações	78
9.2 Documentos recebidos	80

1. Objetivo e Introdução

1.1. Objetivo

A EY foi contratada pela TAG para prestar suporte técnico a partir da Consulta Pública nº 03/2026, para apresentação de contribuição técnica no âmbito da Consulta Pública nº 11/2026, com foco na valoração da Base Regulatória de Ativos e nos componentes tarifários aplicáveis ao ciclo 2026-2030.

O objetivo do trabalho é desenvolver uma avaliação técnica estruturada das metodologias de valoração da BRA, considerando suas implicações econômicas, regulatórias e operacionais. O escopo contempla:

- análise comparativa das metodologias (CHCI, CRN e RCM), incluindo fundamentos conceituais e impactos;
- avaliação crítica das premissas propostas pelo regulador;
- *benchmark* com práticas regulatórias nacionais e internacionais;
- identificação de fragilidades técnicas e riscos regulatórios;
- quantificação de impactos, com destaque para análises de sensibilidade associadas ao RCM.

O trabalho busca fornecer subsídios técnicos estruturados e robustos para apoiar o posicionamento da TAG no processo regulatório em curso, com foco na análise conceitual das abordagens metodológicas aplicáveis à definição da Base Regulatória de Ativos (BRA). A contribuição avalia a coerência econômica, a consistência regulatória e a aderência das metodologias discutidas aos princípios da regulação por incentivos, bem como incorpora referências de experiências nacionais e internacionais. De forma complementar, são consideradas análises quantitativas com o objetivo de identificar eventuais fragilidades no modelo proposto. O estudo está centrado na construção de um arcabouço técnico consistente, capaz de fundamentar, de forma clara e estruturada, a definição de uma abordagem metodológica alinhada à realidade dos ativos, à segurança jurídica e à sustentabilidade de longo prazo do setor.

1.2. Visão geral

O presente documento foi elaborado no âmbito das Consultas Públicas nºs 03/2026 e 11/2026 da ANP, com o objetivo de apoiar a TAG na condução de suas contribuições referente a definição da metodologia de valoração da BRA aplicável ao transporte de gás natural no **ciclo tarifário 2026-2030**.

No modelo de regulação por Receita Máxima Permitida (RMP), a BRA constitui elemento central, influenciando diretamente a remuneração do capital, a formação tarifária e os incentivos econômicos associados à operação e expansão da infraestrutura. Dessa forma, a escolha metodológica possui caráter estruturante, sendo determinante para um ambiente regulatório estável, previsível e capaz de sustentar o desenvolvimento de longo prazo do setor.

O transporte de gás natural constitui infraestrutura crítica, intensiva em capital e essencial para a segurança energética do país. A adequada regulação desse segmento é condição necessária para:

- garantir a continuidade e confiabilidade da operação do sistema;
- viabilizar novos investimentos em expansão e modernização da malha;
- promover a integração de mercados e o aumento da competitividade, e;
- sustentar a evolução do setor no contexto da transição energética.

Nesse cenário, a metodologia de definição da BRA, deve assegurar um equilíbrio adequado entre os interesses dos agentes regulados e dos usuários, preservando a sustentabilidade econômico-financeira das transportadoras e garantindo incentivos consistentes à eficiência. Ainda, deve estar orientada por critérios de consistência econômica, aderência à realidade dos ativos e segurança jurídica, evitando subjetividades e

1. Objetivo e Introdução

abordagens que impliquem cálculos teóricos ou metodologias não consagradas pela experiência nacional e internacional.

O foco regulatório deste **novo marco setorial** deve ser, portanto, prospectivo, alinhado à consolidação do novo modelo e à maximização dos benefícios sistêmicos associados à sua implementação, sempre em prol de operações seguras e sustentáveis e da garantia do abastecimento nacional, contribuindo assim para a consolidação de um ambiente institucional confiável, no qual regras claras e estáveis permitam a adequada precificação de riscos e o planejamento de investimentos de longo prazo.

A Resolução ANP nº 991/2026, como marco inicial do modelo regulatório, representa avanço institucional relevante para o setor ao estabelecer um modelo baseado em *building blocks*¹¹, com maior transparência e alinhamento às melhores práticas regulatórias nacionais e internacionais. Esse novo arcabouço marca a **transição** de um ambiente baseado em regime de contratação postal ou ponto a ponto para o regime de contratação por entradas e saídas, impondo o desafio de incorporar adequadamente ativos existentes, originalmente estruturados em contexto de tarifas estabelecidas sem a existência de um arcabouço tarifário específico. Para um setor caracterizado por elevada intensidade de capital, longos horizontes de maturação e forte interdependência sistêmica, o desafio se faz ainda maior, para evitar possível percepção de risco regulatório, para viabilizar a expansão sustentável da infraestrutura de transporte de gás e para promover eficiência alocativa e operacional.

Já a Consulta Pública nº 03/2026 insere-se nesse processo de transição como etapa fundamental para a consolidação do modelo regulatório, tendo como um de seus elementos centrais a definição das metodologias de valoração da BRA, uma vez que no contexto de *building blocks* se estruturam os principais componentes tarifários: (i) remuneração do capital e (ii) recuperação dos investimentos que, por sua vez, impactam diretamente no equilíbrio econômico-financeiro das concessões e nos incentivos à eficiência.

As abordagens metodológicas para valoração da BRA apresentadas pela CP 03/2026, incluem tanto as tradicionais em regulação econômica – como o Custo Histórico Corrigido (CHCI) e o Custo de Reposição a Novo (CRN) – como alternativas, como o *Recovered Capital Method* (RCM). Nesse contexto, o RCM merece atenção por se tratar de metodologia *ad hoc*, que busca reconstruir, de forma retrospectiva, a trajetória de remuneração dos ativos com base em parâmetros normativos que não são diretamente observáveis nem verificáveis, e que podem não refletir as condições econômicas e contratuais efetivamente vigentes à época dos investimentos.

Complementarmente, a Consulta Pública nº 11/2026 amplia a discussão ao focar exclusivamente na metodologia RCM e tratar de aspectos como receitas, contratos legados e alocação de custos. No caso desses contratos, firmados em um ambiente verticalizado e fundamentais para a viabilização dos investimentos à época, sua transição para o modelo regulado atual requer atenção específica, uma vez que podem introduzir desafios como a rigidez na alocação de custos e a adequada avaliação da remuneração dos ativos. Nesse contexto, observa-se que, com a consolidação da Nota Técnica nº 15/2026, a ANP passa a considerar o RCM como instrumento central para a definição da BRA desses ativos, deslocando o eixo da análise de uma abordagem predominantemente prospectiva para uma lógica de natureza retrospectiva. Essa mudança, embora motivada por uma preocupação regulatória, implica a adoção de uma abordagem metodológica que depende da reconstrução teórica de trajetórias econômicas passadas a partir de premissas não diretamente observáveis, o que pode introduzir limitações relevantes em termos de robustez, verificabilidade e aderência às condições efetivas sob as quais os investimentos foram realizados.

¹ Os *building blocks* são os componentes estruturais fundamentais que compõem a equação de receita regulatória de um modelo tarifário. Cada “bloco” representa uma dimensão econômica específica que o regulador reconhece para remuneração do concessionário.

1. Objetivo e Introdução

A definição da BRA, nesse contexto, não constitui apenas uma escolha metodológica de valoração, mas uma decisão estruturante para os incentivos econômicos do novo modelo regulatório, influenciando diretamente a previsibilidade tarifária, a atratividade de investimentos e a percepção de risco regulatório do setor.

De forma geral, o processo regulatório em curso representa um redesenho do modelo de transporte de gás no Brasil, de caráter estruturante e de longo prazo. Nesse cenário, a definição da BRA deve assegurar equilíbrio entre modicidade tarifária e adequada remuneração dos ativos, preservando a segurança jurídica e incentivando a expansão eficiente da infraestrutura, não deve, portanto, assumir caráter revisional do passado, mas sim estruturante do futuro.

1.2.1. Contexto histórico da TAG - Malha Norte-Nordeste

A TAG é um dos principais operadores de transporte de gás natural no Brasil, com aproximadamente 4.500 km de gasodutos, presença em 10 estados e atendimento a cerca de 200 municípios. Com a maior extensão de malha de gasodutos do país e capacidade de transporte da ordem de 74,7 milhões de m³/dia, reforça sua relevância estratégica para o abastecimento energético nacional.

A configuração atual da empresa resulta da consolidação de diversos ativos incorporados ao longo do tempo, construídos em diferentes contextos regulatórios, tecnológicos e econômicos. Originada em 2002 como Transportadora Capixaba de Gás, a companhia passou por sucessivas incorporações – incluindo TNS, TCG, TUM e Gasene – formando uma malha integrada, complexa e heterogênea.

Os ativos atualmente operados pela TAG foram desenvolvidos ao longo de diferentes ciclos de investimento, com parcela relevante implantada a partir da década de 2000, incluindo a entrada em operação das malhas Nordeste e Sudeste a partir de 2006 e a integração proporcionada pelo GASENE, concluída em 2010. Essas decisões de investimento ocorreram em um contexto institucional anterior à consolidação de um marco regulatório específico para o setor de gás natural, estabelecido com a Lei nº 11.909/2009.

Essa infraestrutura foi majoritariamente desenvolvida anteriormente à existência de regulação tarifária específica, com base em contratos bilaterais privados, tipicamente do tipo *ship-or-pay*, firmados com a Petrobras. Tais contratos possuem características econômicas e jurídicas próprias, como a ausência de definição *ex ante* de parâmetros regulatórios de remuneração, a livre pactuação da alocação de riscos entre as partes, a definição da estrutura de capital e da expectativa de retorno em condições de mercado e a materialização dos fluxos econômicos ao longo do tempo com base em contratos privados, e não em regras tarifárias reguladas. Todavia, embora a Lei nº 9.478/1997 já atribuísse à ANP competência para estabelecer critérios tarifários e arbitrar tarifas em situações específicas, os empreendimentos foram estruturados em um ambiente no qual os parâmetros econômicos e a remuneração dos investimentos eram predominantemente definidos por instrumentos contratuais negociados entre as partes e cujas informações não foram objeto de consultas ou registros públicos.

Nesse período, os investimentos estavam sujeitos a um ambiente de risco significativamente mais elevado, incluindo riscos de crédito, volume e natureza contratual, bem como a ausência de garantias regulatórias de remuneração. Como consequência, os contratos firmados refletiram estruturas de retorno compatíveis com esse contexto, nas quais a remuneração esteve diretamente associada ao risco assumido, e não a parâmetros normativos previamente definidos.

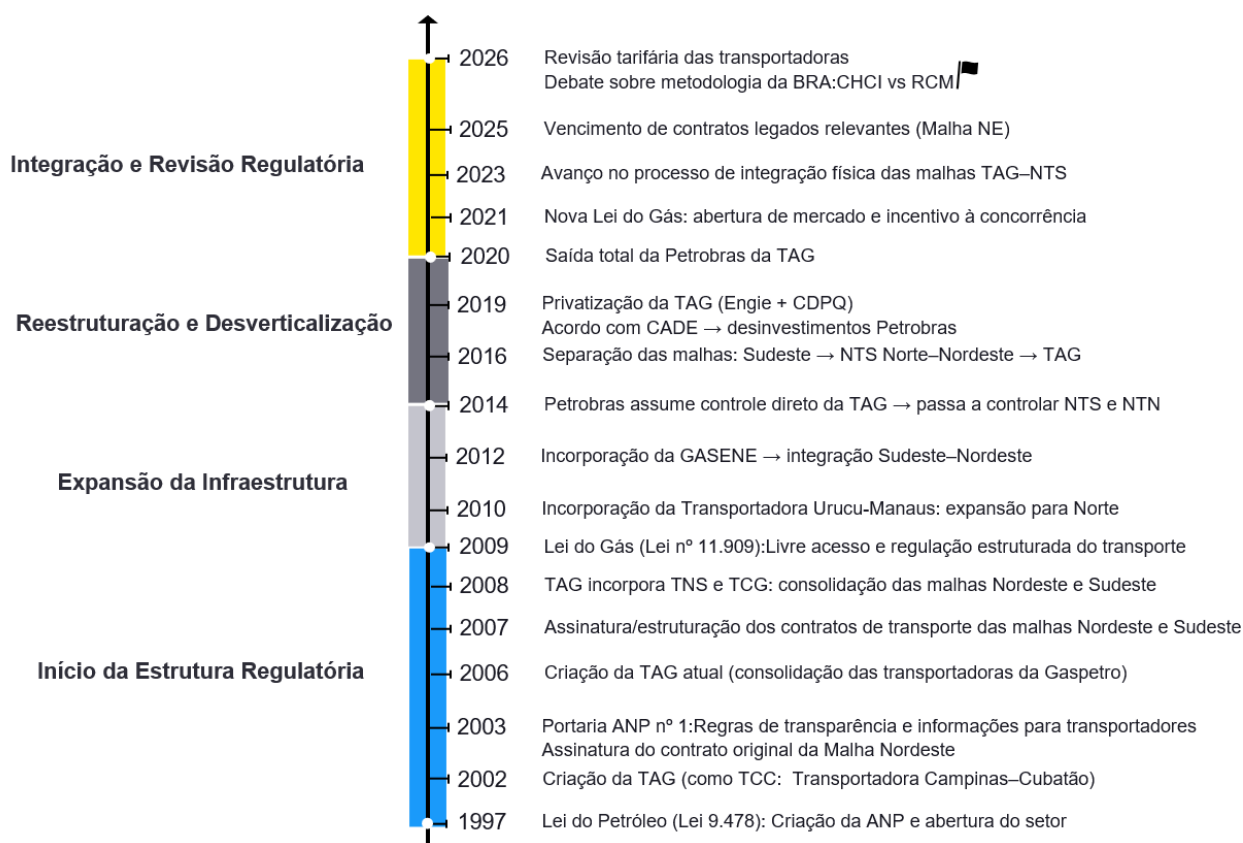
Ao longo da década de 2010, o setor passou por transformações relevantes, incluindo a desverticalização da Petrobras e a abertura do mercado. Nesse contexto, a TAG foi privatizada em 2019, passando a operar sob lógica de agente independente, em um ambiente regulatório mais estruturado, ainda que com receitas garantidas por contratos legados vigentes e preservadas por lei.

A trajetória da companhia – especialmente na malha Norte-Nordeste – reflete a transição do setor de gás no Brasil de um modelo verticalizado e lastreados em contratos de longo prazo para um ambiente de tarifas reguladas definidas em ciclos quinquenais e múltiplos usuários. Essa característica torna a TAG um caso emblemático para as discussões sobre valoração da BRA, dada a heterogeneidade dos ativos e a diversidade dos contextos de investimento. Nesse cenário, o processo de transição para o modelo regulado assume

1. Objetivo e Introdução

especial relevância, na medida em que a avaliação desses ativos deve preservar a coerência com as condições econômicas vigentes à época das decisões de investimento, incluindo a estrutura de riscos e o custo de capital correspondente.

Figura 1: Histórico TAG



Fonte: EY

2. Diagnóstico Regulatório do Modelo Proposto

O processo regulatório recente conduzido pela ANP a partir da Consulta Pública nº 11/2026, no âmbito da Resolução nº 991/2026 e da Consulta Pública nº 03/2026 evidencia uma inflexão metodológica relevante no que se refere à valoração da BRA. As discussões técnicas iniciais consideravam metodologias tradicionalmente utilizadas em regulação econômica, de abordagens de natureza prospectiva, voltadas à definição de custos eficientes e à remuneração futura do capital; contudo, a Nota Técnica nº 15/2026 passou a adotar o Método do Capital Recuperado (*Recovered Capital Method* - RCM) como referência para definição da BRA dos ativos vinculados a contratos legados.

Essa alteração desloca a análise de uma lógica prospectiva, baseada na realidade econômica e física dos ativos, para inferir por meio de uma reconstrução teórica *ex post* de sua trajetória econômica de um contrato firmado em período não coberto por regulação tarifária específica.

O RCM busca estimar o capital ainda não recuperado a partir da decomposição dos fluxos históricos de caixa em recuperação de capital, remuneração do investimento e custos operacionais. Em termos analíticos, o método parte do valor inicial do investimento e, mediante a aplicação de uma taxa de desconto definida, calcula a evolução temporal do saldo de capital ainda não recuperado (*outstanding capital*), considerando que cada fluxo de caixa recebido ao longo do tempo contém simultaneamente uma componente de retorno do capital investido, uma componente de remuneração desse capital e os custos de operação e manutenção. Sendo que ao final do horizonte analisado, o valor residual do ativo é dado pelo saldo de capital não recuperado.

A motivação para adoção do RCM decorre de um problema específico identificado pela ANP: ausência de uma BRA historicamente definida para ativos operados durante longos períodos sob contratos bilaterais privados. Porém, segundo a Nota Técnica nº15/2026, a inexistência de acompanhamento regulatório *ex ante* da remuneração desses ativos impediria a identificação objetiva de quanto do capital investido teria sido efetivamente recuperado ao longo do tempo, levantando a preocupação com o risco de eventual “dupla recuperação de capital” – isto é, a possibilidade de que ativos já amortizados economicamente voltem a ser remunerados no novo regime regulado.

Para endereçar essa questão, o RCM é proposto pelo agente regulador como um “**teste financeiro retrospectivo (*backward-looking*)**”, cuja lógica consiste em analisar receitas, custos e remuneração ao longo do tempo para inferir (por diferença) a amortização do investimento.

Embora o problema seja legítimo no contexto da transição regulatória, a abordagem se apoia em uma **premissa crítica e sem sustentação técnica**: a de que a trajetória passada de remuneração pode ser reconstruída de forma confiável e utilizada como base para a definição de parâmetros regulatórios futuros.

Essa premissa é dependente de pressupostos de difícil observação, pois transforma a definição da BRA em um exercício financeiro *ex post*, dependente de hipóteses, estimativas e dados históricos potencialmente incompletos. Assim, **a adoção do RCM representa uma ruptura conceitual com o paradigma tradicional da regulação por incentivos**, ao substituir uma referência prospectiva e baseada em ativos por uma reinterpretação econômica do passado, alterando profundamente a natureza do novo modelo regulatório.

2.1. Método do Capital Recuperado (RCM): Fundamentação e limitações

O RCM baseia-se na utilização de fluxos financeiros históricos para inferir a trajetória econômica dos ativos, alterando o referencial adotado nos modelos convencionais de regulação, consagradas e usadas por diversas agências reguladoras ao redor do mundo. Nesses modelos consagrados, a BRA é definida a partir de atributos econômicos e físicos – como valoração dos bens, vida útil dos ativos e capacidade futura de prestação de serviço – o RCM, inverte essa lógica e atribui às receitas passadas papel central, a partir das quais se deduz, de forma residual, a parcela associada à recuperação do capital investido.

A ANP reconhece essa inversão e descreve o método como um rearranjo retrospectivo da estrutura de *building blocks*.

2. Diagnóstico Regulatório do Modelo Proposto

Do ponto de vista teórico, essa abordagem implica tratar a depreciação econômica – ou retorno do capital – como uma variável residual, derivada da interação entre receitas observadas, custos operacionais estimados, tributos e uma **taxa de retorno imposta** aplicada ao capital remanescente. Como consequência, o processo de valoração dos ativos passa a assumir a forma de um exercício de engenharia financeira reversa, no qual o valor residual não decorre de parâmetros econômicos ou técnicos diretamente observáveis, mas da diferença entre grandezas, **em sua maioria estimadas**, o que introduz **incerteza significativa e fragilidade aos resultados**.

Originalmente, o RCM foi concebido para contextos específicos, notadamente em ambientes sem regulação tarifária estruturada, como aqueles marcados por acesso negociado (*non-scheme pipelines*), nos quais havia necessidade de avaliação econômica de ativos no âmbito de disputas ou processos arbitrais. Por essa razão, sua **aplicação internacional** permaneceu limitada e **não evoluiu como metodologia regulatória consolidada**, conforme maior detalhamento no capítulo 5 deste relatório.

Nesses contextos, o método atua como uma das possíveis referências para apoio à negociação entre as partes, sem caráter vinculante ou universal, com impactos restritos aos agentes envolvidos e admitindo o uso de estimativas e níveis mais elevados de incerteza. A sua transposição para o contexto brasileiro, entretanto, implicaria em uma mudança substantiva de função – de instrumento auxiliar em negociações específicas para critério normativo de determinação da Base Regulatória de Ativos. Essa mudança é particularmente relevante na medida em que a regulação possui natureza sistêmica, com efeitos sobre todo o setor, influenciando a definição de tarifas, incentivos e decisões de investimento, e exigindo, portanto, metodologias que sejam replicáveis, auditáveis e estáveis ao longo do tempo, o que requer avaliação criteriosa quanto à adequação e robustez do método nesse novo contexto.

Do ponto de vista conceitual e operacional, para além de sua estrutura analítica invertida, o método apresenta características que condicionam sua aplicação e robustez:

- **Dependência de requisitos informacionais rigorosos:** A consistência do método depende da existência de bases históricas completas, coerentes e auditáveis, com adequada rastreabilidade entre receitas, custos e ativos subjacentes. Além disso, é necessária uma segmentação precisa desses fluxos por ativo ou contrato, bem como uniformidade nos critérios aplicados ao longo de todo o período analisado. Qualquer lacuna ou inconsistência nessas dimensões compromete diretamente a confiabilidade dos resultados.
- **Limitação na identificação da taxa de retorno do capital:** Quando não se dá a correta identificação da taxa de retorno do capital efetivamente assumida pelo investidor ao longo do tempo que refletiria condições específicas vigentes no momento da decisão de investimento, incluindo percepções de risco, estrutura de financiamento e expectativas de retorno, é lançado mão da estimativa de uma taxa de retorno teórica, usualmente representada pelo *WAAC - Weighted Average Cost of Capital* que não constitui um parâmetro objetivo diretamente observável e passível de reconstrução *ex post*. A tentativa de estimá-lo retrospectivamente implica necessariamente simplificações e aproximações, que podem distorcer a relação entre risco assumido e retorno efetivamente exigido à época, perdendo sua capacidade de representar com fidelidade a trajetória econômica dos ativos.
- **Dependência de hipóteses e aproximações:** Na ausência de dados completos, o método recorre à utilização de proxies, ajustes e premissas normativas para preencher lacunas informacionais. Esse processo desloca a análise de uma base empírica diretamente observável para uma construção analítica dependente de escolhas metodológicas, reduzindo o grau de objetividade do cálculo.

Logo, como consequência da estrutura descrita, o valor residual dos ativos passa a resultar de uma combinação de estimativas interdependentes, tornando o modelo particularmente sensível à consistência e à qualidade das premissas adotadas. Isso limita sua confiabilidade como instrumento para definição de parâmetros regulatórios de longo prazo.

2. Diagnóstico Regulatório do Modelo Proposto

No caso concreto do setor de transporte de gás brasileiro, essas limitações são explicitamente reconhecidas pela Nota Técnica nº 08/2026 e pelas contribuições no âmbito da consulta pública, que apontam lacunas relevantes de informação, necessidade de ajustes e utilização de proxies na construção das séries históricas. Esse reconhecimento evidencia que os dados disponíveis não permitem a aplicação do método com precisão plena, resultando em estimativas baseadas em aproximações. A adoção do RCM nessas condições reforça que a metodologia se apoia em uma reconstrução analítica sujeita a incertezas e não em uma base empírica plenamente verificável, o que suscita questionamentos quanto à robustez, consistência e aderência dos resultados aos princípios que devem orientar a atuação regulatória.

Assim, as limitações associadas ao RCM podem ser agrupadas em duas categorias complementares: (i) limitações conceituais, decorrentes da própria lógica retrospectiva do método; e (ii) limitações operacionais, relacionadas à disponibilidade, qualidade e rastreabilidade dos dados necessários à sua aplicação.

2.2. Pontos Críticos do RCM

Uma consequência direta da estrutura dessa metodologia é a **hipersensibilidade do resultado a premissas e parâmetros-chave**. A determinação da BRA depende de variáveis como taxa de retorno, custos operacionais, critérios de alocação de receitas e indexadores, de modo que pequenas alterações em qualquer desses elementos produzem efeitos amplificados ao longo do tempo, afetando de forma significativa o valor final estimado.

Adicionalmente, a aplicação do RCM implica a construção de uma narrativa econômica sobre o passado dos ativos, baseada na combinação de dados históricos parciais, estimativas e parâmetros definidos posteriormente. O resultado é uma aproximação analítica que não decorre diretamente da realidade física ou operacional da infraestrutura, mas de uma modelagem dependente de escolhas paramétricas, o que limita sua robustez e seu uso como base objetiva e referência para decisões regulatórias de longo prazo.

A principal justificativa para adoção do RCM está associada à preocupação com eventual dupla recuperação de capital. A existência de contratos bilaterais com tarifas negociadas não constitui evidência suficiente de recuperação excessiva do capital investido. Esses contratos refletem condições específicas de risco, ausência de proteção regulatória de remuneração e dinâmica própria de negociação entre as partes. Assim, inferir que tais contratos resultaram necessariamente em sobre-remuneração constitui uma hipótese, e não uma evidência empírica diretamente verificável, e, sua adoção como base para redefinir a BRA introduz um grau relevante de arbitrariedade na regulação.

Esse ponto é central porque a recuperação do capital em ativos de infraestrutura não pode ser avaliada exclusivamente a partir de fluxos financeiros reconstruídos. Ativos que permanecem operacionais, tecnicamente adequados e capazes de prestar serviço de forma contínua ainda incorporam capital economicamente vinculado à atividade regulada. A vida útil remanescente, a condição operacional e a capacidade efetiva de geração de serviço são elementos objetivos e relevantes para avaliar o valor residual econômico dos ativos. Ao deslocar o foco dessa realidade física e funcional para uma abstração financeira retrospectiva, o RCM pode levar à conclusão de que o capital teria sido integralmente recuperado mesmo quando os ativos continuam prestando serviço e sustentando a operação do sistema. Essa conclusão fragiliza a lógica econômica da infraestrutura, na qual a recuperação do capital está intrinsecamente associada ao ciclo de vida dos ativos e à sua utilidade econômica ao longo do tempo.

Além disso, o método depende da aplicação de taxas de retorno reconstruídas *ex post* comprometendo a coerência econômica do modelo. Ao substituir as condições de mercado e as expectativas vigentes no momento do investimento por parâmetros regulatórios estabelecidos posteriormente, rompe-se a relação fundamental entre risco e retorno, afetando a lógica de incentivos que estrutura a regulação e introduzindo elementos de incerteza e instabilidade regulatória. A regulação por incentivos deve ser orientada por sinais prospectivos, capazes de estimular eficiência, manutenção adequada dos ativos e investimentos sustentáveis. Ao adotar uma lógica retrospectiva, o RCM pode reinterpretar ganhos de eficiência obtidos no passado como indícios de recuperação excessiva de capital, reduzindo a previsibilidade do modelo e enfraquecendo os incentivos à eficiência dinâmica. Nesse contexto, comportamentos eficientes podem

2. Diagnóstico Regulatório do Modelo Proposto

deixar de ser reconhecidos como resultado de boa gestão e passar a ser tratados como distorções a serem neutralizadas, o que compromete a estabilidade regulatória, a segurança jurídica e a atratividade de investimentos no setor.

À luz dos pontos discutidos, o método revela fragilidades. Em síntese, embora o risco de dupla recuperação de capital seja uma preocupação regulatória relevante, ele não deve justificar, por si só, a adoção de uma metodologia retrospectiva, altamente sensível a premissas e dependente de dados não plenamente observáveis. A definição da BRA deve equilibrar a prevenção de remuneração indevida com o reconhecimento do capital ainda incorporado a ativos operacionais e economicamente úteis, preservando a coerência econômica, a previsibilidade regulatória e os incentivos adequados para a continuidade e expansão eficiente da infraestrutura.

Por essa razão, sua adoção como instrumento central de definição tarifária tende a fragilizar a coerência do modelo regulatório, reduzir a previsibilidade dos incentivos econômicos e ampliar riscos regulatórios e jurídicos. Em vez de oferecer uma base estável para a remuneração dos ativos, o método pode produzir resultados dependentes de premissas discutíveis, com efeitos adversos sobre a segurança jurídica e a atratividade de investimentos no setor.

2.3. Implicações Regulatórias

A discussão acerca da adoção do RCM para a definição da BRA das transportadoras de gás natural no Brasil exige, previamente a qualquer avaliação metodológica, uma análise rigorosa de sua compatibilidade com o ordenamento jurídico vigente. Isso porque, ao ser transposto para o contexto brasileiro, o RCM deixa de se limitar a uma ferramenta de análise econômica e passa a desempenhar função eminentemente normativa, ao redefinir, de forma retroativa, a remuneração de ativos estruturados sob regime jurídico e contratual distinto daquele atualmente proposto.

Nesse cenário, a avaliação do método deve necessariamente considerar sua aderência a princípios fundamentais que regem a atuação estatal em relações de infraestrutura, notadamente a segurança jurídica, a proteção da confiança legítima e o respeito ao equilíbrio econômico-financeiro dos contratos.

A adoção do RCM para a definição da BRA no contexto brasileiro extrapola uma discussão estritamente metodológica, uma vez que sua aplicação introduz efeitos normativos ao reinterpretar *ex post* a remuneração de ativos estruturados sob regime contratual distinto. Ao reconstruir a trajetória econômica dos ativos com base em parâmetros definidos *ex post* – especialmente WACC regulatório – o método promove, na prática, uma reavaliação da economia dos contratos, substituindo a lógica original por uma interpretação baseada em critérios normativos posteriores.

Esse procedimento, ainda que apresentado como técnica econômica, produz efeitos jurídicos inequívocos: trata-se de uma forma indireta de retroatividade regulatória. A Administração Pública não pode aplicar retroativamente novas condições regulatórias a contratos celebrados sob regime jurídico distinto. Esse entendimento encontra sólido respaldo na jurisprudência do Supremo Tribunal Federal e do Superior Tribunal de Justiça, que reconhecem o equilíbrio econômico-financeiro como garantia constitucional e vedam a alteração retroativa da equação contratual.

Ao impor, em 2026, um parâmetro normativo de remuneração para reavaliar receitas auferidas em períodos pretéritos, o regulador não apenas desconsidera as condições específicas sob as quais os investimentos foram realizados, como também substitui a lógica contratual originalmente pactuada por uma reconstrução baseada em critérios médios e abstratos. Esse movimento altera, *ex post*, a relação entre riscos assumidos e retornos obtidos, configurando violação direta ao princípio do equilíbrio econômico-financeiro.

Como já destacado, a tentativa de impor, em momento posterior, um limite à remuneração de contratos privados pretéritos – por meio da definição de um WACC normativo – configura interferência retroativa na equação econômica originalmente pactuada, em aparente afronta aos princípios de segurança jurídico-regulatória, proteção da confiança legítima e estabilidade das relações contratuais.

2. Diagnóstico Regulatório do Modelo Proposto

Adicionalmente, a aplicação do método impacta o princípio da confiança legítima dos agentes econômicos. Os investimentos foram realizados sem limites regulatórios *ex ante* à remuneração, com alocação privada de riscos e formação de expectativas com base nas condições vigentes à época. A reclassificação posterior de retornos como “excedentes” configura verdadeira ruptura da confiança legítima, na medida em que reinterpreta contratos válidos à luz de parâmetros que não existiam à época de sua celebração.

Essa reinterpretação implica, na prática, intervenção estatal sobre contratos privados concluídos, com redefinição *ex post* de seu conteúdo econômico e potencial impacto sobre o direito de propriedade. Cria-se, assim, uma situação paradoxal e juridicamente sensível: o risco assumido pelo investidor permanece integralmente válido, mas o retorno associado a esse risco passa a ser redefinido posteriormente pelo regulador.

Para além das questões de retroatividade e confiança legítima, a aplicação do RCM, nos termos propostos, pode conduzir a um efeito adicional de elevada gravidade: a possibilidade de enriquecimento sem causa por parte do Estado ou, mais amplamente, do sistema regulado. O ordenamento jurídico brasileiro veda a obtenção de vantagem patrimonial sem fundamento jurídico legítimo, princípio que permeia tanto o direito civil quanto o direito administrativo. No contexto de contratos de infraestrutura, essa vedação assume relevância ainda maior. O investidor privado realiza aportes significativos de capital, assume riscos econômicos de longo prazo e estrutura sua remuneração com base em horizontes temporais extensos e incertos.

Sob a ótica regulatória, esse conjunto de efeitos: (i) retroatividade regulatória; (ii) fragilidade do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos; (iii) comprometimento da proteção da confiança legítima dos agentes econômicos, e; (iv) substituição da realidade econômica observada por uma construção normativa *ex post* – desloca o eixo da regulação de uma lógica prospectiva – orientada à eficiência, previsibilidade e adequada sinalização de investimentos – para uma abordagem centrada na revisão do passado. Tal mudança compromete a coerência intertemporal das regras, aumenta a incerteza regulatória e pode afetar negativamente a atratividade de investimentos em infraestrutura.

Nesse sentido, impõe-se reconhecer o limite conceitual do método: o RCM é uma ferramenta de análise econômico teórico do passado – não um instrumento de regulação tarifária para definir o futuro. Sua utilização como instrumento central de definição tarifária revela-se conceitualmente inadequada, metodologicamente frágil e economicamente distorciva, com potencial de comprometer a coerência do modelo regulatório, desalinhar incentivos econômicos e produzir efeitos adversos duradouros sobre a segurança jurídico-regulatória e a atratividade de investimentos no setor.

3. Avaliação das Abordagens Metodológicas

Conhecidas as limitações associadas ao RCM, alternativas metodológicas usualmente adotadas na regulação econômica de infraestrutura para a definição da BRA passam a ser analisadas. O objetivo é deslocar a análise da reconstrução retrospectiva de fluxos financeiros para abordagens mais aderentes à lógica prospectiva da regulação, baseadas em parâmetros observáveis, na função econômica dos ativos e na sua capacidade de prestação de serviço.

Nesse contexto, a escolha da metodologia de valoração não constitui apenas uma decisão técnica, mas uma definição estruturante do modelo tarifário. A forma como a BRA é mensurada influencia diretamente a remuneração do capital, os incentivos ao investimento, a modicidade tarifária e a estabilidade regulatória de longo prazo.

A análise das alternativas parte, portanto, de princípios que devem orientar qualquer metodologia regulatória consistente: eficiência econômica, previsibilidade, rastreabilidade, adequada sinalização de investimento e coerência intertemporal. Esses fundamentos são especialmente relevantes em setores intensivos em capital, nos quais os ativos possuem longa vida útil, elevado custo de implantação e papel essencial na continuidade do serviço.

A partir desses critérios, ganham relevância metodologias baseadas na valoração econômica dos ativos, que procuram ancorar a base regulatória em custos eficientes, vida útil remanescente, condição operacional e utilidade da infraestrutura. Diferentemente de abordagens centradas na reinterpretação do passado, essas metodologias buscam refletir o valor econômico dos ativos em operação e sua contribuição para a prestação futura do serviço.

Assim, são observadas as principais abordagens alternativas ao RCM, com ênfase em métodos de valoração baseados em ativos, como o CHCI e o CRN, bem como nos conceitos de depreciação econômica, valor residual e vinculação da remuneração à efetiva prestação do serviço. A análise busca demonstrar em que medida essas alternativas oferecem maior robustez, transparência e aderência aos princípios da regulação moderna de infraestrutura.

3.1. Método do Custo Histórico (CHCI)

O CHCI preserva a referência aos investimentos originalmente realizados, atualizando-os monetariamente até a data-base de análise. Sua principal virtude está em manter um vínculo direto entre a remuneração regulatória e as decisões de investimento tomadas no passado, conferindo rastreabilidade e reduzindo, em princípio, a arbitrariedade na definição da base de ativos.

Conceitualmente, trata-se de uma metodologia ancorada na lógica do custo histórico, usualmente utilizada na contabilidade financeira: os ativos são registrados pelo valor de aquisição, atualizados por índices objetivos e reduzidos pela depreciação acumulada. Em ambientes de maior estabilidade e horizontes temporais mais curtos, essa abordagem pode oferecer uma aproximação razoável do valor econômico dos ativos.

Essa lógica, contudo, perde força quando aplicada a infraestruturas de longa duração. À medida que aumenta a distância temporal em relação ao investimento original, a atualização monetária deixa de ser suficiente para capturar o valor econômico atual dos ativos, especialmente em sistemas com ciclos de vida superiores a vinte anos.

Isso ocorre porque os custos de infraestrutura não evoluem necessariamente em linha com índices gerais de preços. Mudanças tecnológicas, padrões de engenharia, preços relativos de equipamentos, ganhos de produtividade e alterações nas cadeias de suprimento podem gerar descolamentos relevantes entre o valor contabilmente atualizado e o custo econômico de reposição da infraestrutura.

Como consequência, o método pode produzir distorções acumuladas ao longo do tempo. Se os custos setoriais evoluírem acima da inflação, há risco de subavaliação da base; se evoluírem abaixo, pode haver sobreavaliação e transferência ao usuário de custos que não refletem a realidade econômica corrente. Em

3. Avaliação das Abordagens Metodológicas

ambos os casos, a aderência ao princípio de eficiência econômica - que deve orientar a regulação - é reduzida.

Além dessa limitação conceitual, a aplicação do CHCI depende fortemente da qualidade dos registros históricos. Para que o método produza resultados consistentes, é necessário que os investimentos registrados tenham sido eficientes, corretamente alocados e auditáveis, com adequada distinção entre CAPEX e OPEX, correta ativação de custos, exclusão de despesas indevidas e alocação consistente entre ativos, instalações e sistemas compartilhados.

Em ativos implantados há mais de duas décadas, a verificação dessas condições tende a ser limitada, seja pela indisponibilidade de dados detalhados, seja pela dificuldade de reconstruir decisões contábeis e operacionais tomadas em contextos institucionais distintos.

Há ainda uma limitação relevante do ponto de vista dos incentivos. Ao reconhecer custos históricos independentemente de sua eficiência relativa, o método pode reduzir a pressão por otimização de investimentos e operação, aproximando-se mais de uma lógica de reconhecimento de custos incorridos do que de uma regulação orientada à eficiência.

No caso em análise, essas limitações se tornam especialmente relevantes em razão da antiguidade dos ativos, da ausência de séries históricas completas e auditáveis e da evolução significativa das condições tecnológicas e de mercado ao longo do período. Por isso, o CHCI apresenta restrições importantes como metodologia principal de valoração em escala sistêmica.

A determinação do valor residual dos ativos - etapa indispensável para a correta apuração do valor líquido a ser remunerado no novo ciclo regulatório - reforça essa restrição. A depreciação contábil pode funcionar como referência objetiva da trajetória histórica do ativo, mas por sua própria natureza, não captura sua condição física efetiva, sua vida útil econômica remanescente nem seu desempenho operacional. Assim, o valor líquido contábil pode se afastar do valor econômico ainda incorporado à infraestrutura, reduzindo sua utilidade como parâmetro para decisões regulatórias orientadas à eficiência.

Isso não significa que o CHCI deva ser descartado. O método pode cumprir papel complementar quando os ativos possuem menor defasagem temporal, os registros contábeis são confiáveis e auditáveis e a evolução dos custos pode ser razoavelmente aproximada por índices disponíveis.

Nessas situações, pode servir como referência de trajetória recente e apoiar a construção da base valorada. Contudo, para ativos de longa duração, sua utilização como instrumento central é limitada, pois não captura de forma adequada o valor contemporâneo da infraestrutura.

Em última instância, a limitação do CHCI não decorre de uma falha operacional isolada, mas de uma restrição conceitual: trata-se de uma metodologia orientada ao passado, cuja capacidade de representar o valor econômico presente diminui à medida que cresce a distância em relação ao investimento original.

3.2. Método do Custo de Reposição a Novo (CRN)

O CRN parte de uma premissa distinta daquela adotada por metodologias orientadas ao custo histórico: em infraestruturas monopolistas, nas quais não há preço de mercado diretamente observável para os ativos, a referência regulatória deve aproximar-se do custo econômico de prover, nas condições atuais, a mesma capacidade de prestação do serviço.

Essa abordagem desloca a análise do registro histórico do investimento para o valor econômico atual da infraestrutura. O objetivo não é reproduzir a trajetória contábil ou financeira dos ativos, mas estimar quanto custaria, hoje, disponibilizar uma infraestrutura equivalente, tecnicamente adequada e capaz de prestar o mesmo serviço.

A experiência internacional mostra que essa lógica é amplamente utilizada em setores de rede. Modelos como o *Depreciated Optimized Replacement Cost* (DORC), na Austrália, e o *Total Element Long-Run Incremental Cost* (TELRIC), nos Estados Unidos, partem da mesma preocupação regulatória: aproximar a

3. Avaliação das Abordagens Metodológicas

remuneração dos ativos do custo eficiente de uma infraestrutura moderna, evitando que tarifas sejam definidas apenas por custos passados que podem já não refletir a realidade tecnológica, operacional ou econômica do setor.

Nesse sentido, o CRN funciona como uma referência de custo de entrada eficiente. O valor regulatório do ativo passa a ser avaliado à luz do dispêndio que um agente racional incorreria para construir ou substituir uma infraestrutura equivalente, considerando tecnologia disponível, padrões atuais de engenharia, preços de mercado e capacidade efetiva de atendimento da demanda.

Esse raciocínio se conecta diretamente ao conceito de custo de oportunidade do capital. Em vez de limitar a remuneração ao valor originalmente desembolsado, a regulação passa a considerar o custo atual de manter a capacidade produtiva disponível no sistema. A base de remuneração, portanto, é aproximada do valor econômico que a infraestrutura ainda representa para a prestação do serviço.

Essa lógica é especialmente relevante em monopólios naturais. Como a competição não disciplina diretamente o valor dos ativos, cabe ao modelo regulatório simular, de forma transparente e auditável, a referência econômica que orientaria decisões de entrada, substituição ou continuidade em um ambiente competitivo.

Ao utilizar custos correntes como parâmetro, o método também reduz dois riscos opostos: remunerar ativos obsoletos acima de sua utilidade econômica ou, inversamente, subavaliar infraestruturas essenciais apenas porque foram implantadas em períodos antigos. Em ambos os casos, a referência deixa de ser o passado contábil isolado e passa a ser a utilidade econômica atual do ativo para o sistema.

A importância dessa abordagem aumenta em ativos de longa duração, nos quais o investimento original pode ter ocorrido décadas antes da definição regulatória. Nesses casos, a diferença entre custo histórico, custo corrigido e custo de reposição não decorre apenas de escolhas de cálculo, mas da própria inexistência de um valor único e diretamente observável para ativos monopolistas.

Por isso, a metodologia escolhida deve oferecer uma aproximação economicamente coerente, verificável e institucionalmente sustentável. Nesse aspecto, o CRN reduz a dependência de registros históricos incompletos, permite incorporar a condição física e funcional dos ativos e preserva a remuneração de uma infraestrutura que continua necessária à prestação do serviço.

Em ativos com mais de vinte anos, essa característica deixa de ser apenas uma vantagem metodológica e passa a ser condição relevante para evitar que a base regulatória seja definida por informações antigas, incompletas ou pouco representativas do valor econômico ainda incorporado à infraestrutura.

Isso não significa que o custo de reposição deva ser aplicado de forma automática ou sem calibragem. A literatura reconhece que, em determinados contextos, sua utilização pode resultar em bases superiores às associadas ao custo histórico, especialmente quando os ativos foram implantados em períodos de custos significativamente mais baixos.

Essa limitação, contudo, não elimina a utilidade do método; ela apenas reforça a necessidade de aplicá-lo com filtros regulatórios adequados. Depreciação econômica, testes de prudência, otimização de ativos e avaliação dos ativos efetivamente utilizados são mecanismos essenciais para assegurar que a base reconheça apenas custos necessários, eficientes e vinculados à prestação do serviço.

Quando calibrado dessa forma, o CRN se mostra compatível com a lógica da regulação por incentivos. A remuneração deixa de ser mero reconhecimento de custos incorridos e passa a refletir uma referência econômica eficiente, capaz de orientar decisões de manutenção, substituição, expansão e modernização da infraestrutura.

Além disso, por se apoiar em parâmetros presentes e verificáveis, o método reduz a necessidade de reconstruções históricas complexas e diminui o espaço para reinterpretações retrospectivas de decisões

3. Avaliação das Abordagens Metodológicas

passadas. Essa característica contribui para maior previsibilidade, menor risco regulatório e maior credibilidade do modelo perante investidores e usuários.

A experiência regulatória comparada converge, portanto, para uma mesma direção: em setores com ativos antigos, longa vida útil e informações históricas imperfeitas, metodologias baseadas no valor econômico atual da infraestrutura tendem a oferecer uma base mais robusta do que abordagens centradas exclusivamente no passado.

Nesse sentido, o CRN não representa uma ruptura com a teoria regulatória, mas sua aplicação prática a contextos em que a remuneração deve refletir a utilidade econômica presente dos ativos e sua capacidade de sustentar a prestação futura do serviço. Seu papel é substituir a reconstituição incerta do passado por uma avaliação ancorada em parâmetros atuais, observáveis e tecnicamente defensáveis.

Importa destacar que o CRN não busca reproduzir os custos efetivamente incorridos na implantação original dos ativos, mas fornecer uma aproximação do valor econômico atual da infraestrutura necessária à prestação do serviço, utilizando parâmetros observáveis e compatíveis com as condições de mercado vigentes.

3.3. Depreciação econômica, vida útil e valor residual dos ativos

A definição da depreciação é um dos elementos centrais da valoração regulatória, pois determina o ritmo de recuperação do capital investido e influencia diretamente a trajetória tarifária. Em setores intensivos em capital e com ativos de longa duração, esse critério não pode ser tratado apenas como uma convenção contábil ou administrativa, mas como expressão do consumo econômico efetivo da infraestrutura ao longo do tempo.

Nesse contexto, é importante diferenciar a depreciação contábil, a regulatória e a econômica. A primeira decorre de normas de reporte financeiro e busca distribuir o custo histórico registrado nos balanços, com foco em padronização, prudência e auditabilidade. Por essa razão, suas vidas úteis nem sempre refletem a realidade física, operacional ou econômica dos ativos.

A depreciação regulatória, por sua vez, é definida no âmbito do modelo tarifário e pode incorporar objetivos como estabilidade de tarifas, suavização de impactos ou sinalização de políticas públicas. Embora esteja mais próxima da lógica econômica, também pode se afastar da realidade do ativo quando calibrada por critérios administrativos ou distributivos.

Por isso, para fins de valoração regulatória, a referência mais adequada é a depreciação econômica, entendida como a perda de valor associada ao uso, ao desgaste físico, à obsolescência tecnológica e à redução da capacidade de prestação de serviço. Nessa lógica, o valor do ativo está diretamente ligado à sua capacidade produtiva remanescente.

Essa distinção é essencial para ativos de infraestrutura. Enquanto permanecem operacionais, tecnicamente adequados e capazes de prestar o serviço com eficiência e confiabilidade, não se pode presumir que o capital neles incorporado tenha sido integralmente consumido. A recuperação do investimento deve, portanto, acompanhar o consumo econômico efetivo do ativo, e não cronogramas artificiais definidos por convenções contábeis ou parâmetros administrativos.

Quando essa relação é rompida, surgem distorções relevantes. A depreciação acelerada pode antecipar indevidamente a recuperação do capital, elevar tarifas no curto prazo e reduzir artificialmente o valor residual de ativos ainda úteis. Já a depreciação insuficiente pode postergar a recuperação do investimento e transferir custos de forma inadequada entre gerações de usuários.

Uma depreciação economicamente consistente evita esses extremos ao alinhar a recuperação do capital à realidade física e funcional da infraestrutura. Além de produzir uma trajetória tarifária mais coerente, esse alinhamento preserva incentivos à manutenção eficiente, à extensão da vida útil e à otimização do uso de ativos já instalados.

3. Avaliação das Abordagens Metodológicas

Em sentido oposto, critérios que tratam ativos ainda operacionais como economicamente exauridos podem induzir substituições prematuras e ampliar artificialmente a base remunerável. Esse tipo de sinal regulatório favorece ciclos de reinvestimento ineficientes, frequentemente associados ao *over-investment bias* ou *gold plating*, com aumento do capital a ser remunerado e pressão estrutural sobre as tarifas.

Por essa razão, a articulação entre metodologias baseadas em ativos e uma depreciação econômica consistente é essencial para que a base regulatória reflita não apenas o custo de reposição ou o valor de referência da infraestrutura, mas também a parcela de capital que permanece efetivamente vinculada à prestação do serviço.

Nessa perspectiva, o valor residual não deve ser interpretado como simples saldo contábil, mas como a expressão econômica do capital ainda incorporado ao ativo e necessário à continuidade do serviço. Em ativos de longa duração, essa dimensão é particularmente relevante, pois a utilidade econômica pode permanecer por décadas, mesmo após longos períodos de operação.

Metodologias baseadas em ativos, especialmente o CRN, permitem capturar essa relação de forma mais consistente ao vincular o valor regulatório à capacidade de reposição e à utilidade econômica atual da infraestrutura. Assim, o valor residual decorre da permanência do ativo como elemento produtivo do sistema, e não da reconstrução de fluxos financeiros passados.

Essa abordagem também aumenta a robustez operacional do modelo regulatório. Ao se apoiar em parâmetros observáveis, atualizados e vinculados à condição dos ativos, reduz-se a dependência de hipóteses complexas e de reconstruções indiretas, o que melhora a transparência, facilita a auditoria dos resultados e diminui o espaço para disputas interpretativas.

Em contraste, métodos que inferem o valor dos ativos a partir de reconstruções retrospectivas tendem a ampliar incertezas, aumentar a sensibilidade a premissas e deslocar a análise da realidade física da infraestrutura para uma interpretação financeira do passado. Por isso, a combinação entre valoração baseada em ativos, depreciação econômica e vida útil remanescente oferece uma referência mais coerente para a definição da base, para a preservação dos incentivos corretos e para a modicidade tarifária de longo prazo.

3.4. Comparativo metodológico e regulatório

A análise das metodologias evidencia a existência de duas abordagens conceitualmente distintas para a definição da BRA. De forma simplificada, essas abordagens podem ser divididas entre aquelas que olham para os ativos em si e aquelas que se baseiam na reconstrução de fluxos financeiros ao longo do tempo. De um lado, encontram-se as metodologias baseadas na valoração econômica dos ativos, representadas pelo CHCI e, sobretudo, pelo CRN. De outro, situam-se as abordagens baseadas na reconstrução de fluxos financeiros históricos, como o RCM.

Essa distinção não se limita a aspectos metodológicos, mas reflete diferentes visões sobre o papel da regulação econômica e sobre o que, de fato, deve ser objeto de remuneração. Enquanto as metodologias baseadas em ativos partem da premissa de que o valor regulatório deve refletir a capacidade atual de prestação de serviço da infraestrutura – sendo definido a partir de parâmetros econômicos observáveis, como custo de reposição e vida útil remanescente –, o RCM fundamenta-se na reconstrução da trajetória financeira passada, utilizando receitas históricas como variável primária para inferir o nível de capital ainda não recuperado.

A tabela abaixo apresenta comparativamente as metodologias de valoração da BRA, considerando características como complexidade de aplicação, conceito, variáveis, entre outros, bem como pontos fortes e fracos da aplicação de cada uma.

3. Avaliação das Abordagens Metodológicas

Tabela 1: Metodologias de Valoração da BRA

Critério / Metodologia	CHCI	CRN	RCM
Conceito	Base contábil: valor baseado no custo histórico atualizado por inflação e depreciado	Base econômica corrente: valor baseado no custo eficiente de reconstrução do ativo na data base atual	Base analítica retrospectiva: valor derivado da reconstrução da recuperação do capital ao longo do tempo, com base em fluxos históricos e premissas
Variável principal	Investimento original (corrigido)	Custo atual de reposição	Fluxos históricos de receitas e custos, ajustados por premissas
Orientação temporal	Passado, através de registro contábil	Presente/futuro, considerando custos de reposição e situação atual do ativo	Passado econômico (reconstrução retrospectiva)
Confiabilidade dos dados	Alta, baseada em registros contábeis observáveis e auditáveis.	Média/Alta, baseada em dados técnicos e parâmetros de engenharia.	Baixa, dependente de dados históricos muitas vezes incompletos, estimativas e usos de proxies.
Confiabilidade dos resultados	Alta, por ser uma metodologia de simples aplicação, resultados estáveis.	Média/Alta, apresenta parâmetros ancorados em condições observáveis, características dos ativos e vida útil econômica/técnica.	Baixa, hipersensibilidade a premissas e alta variabilidade dos resultados.
Tratamento de ativos legados	Não captura se ativo já foi remunerado; pode implicar risco de dupla contagem	Desconsidera histórico de remuneração; foca na reposição do ativo	Conceitualmente captura explicitamente a parcela já recuperada via receitas
Aderência à realidade econômica	Limitada - pode refletir valores distorcidos ou defasados	Alta - reflete custo eficiente de reposição	Média/Baixa - reflete trajetória real de recuperação do investimento, porém depende da disponibilidade/qualidade das premissas e informações
Complexidade de aplicação	Baixa	Média	Alta
Disponibilidade de dados	Alta, dependente de dados contábeis	Média, pois exige engenharia de custos	Baixa/Média, dependente de reconstrução histórica detalhada e informações confiáveis
Transparência / verificabilidade	Alta, através de dados contábeis históricos auditados	Alta, através de validações de engenharia e mercado.	Baixa/Média, requer reconstrução histórica detalhada e dados nem sempre disponíveis

3. Avaliação das Abordagens Metodológicas

Critério / Metodologia	CHCI	CRN	RCM
Estabilidade regulatória	Alta, pois é obtida através de dados históricos e fontes confiáveis de índices inflacionários	Alta, pois é obtida através de dados técnicos de engenharia, fornecedores e de mercado.	Baixa/Média, pois é extremamente sensível à ajustes de premissas.
Pontos Fortes	Simplicidade, transparência e segurança jurídica; fácil aplicação com base em dados contábeis; utilizada por outros órgãos reguladores e reconhecida no mercado regulado	Reflete custo eficiente de reposição; alinhado a eficiência e concorrência; Forte sinal para novos investimentos; utilizada por outros órgãos reguladores e reconhecida no mercado regulado	Permite análise da trajetória de recuperação de capital, sob hipóteses específicas (caráter analítico)
Pontos Fracos	Não captura dinâmica econômica real; pode gerar dupla remuneração; pode distorcer sinais econômicos	Desconsidera histórico de remuneração.	Elevada dependência de premissas; baixa verificabilidade empírica; alta sensibilidade de resultados; reconstrução retrospectiva sujeita à incerteza; potencial inconsciência com princípios de estabilidade e previsibilidade regulatória; sem precedente de aplicação local.

Fonte: EY

A análise dos métodos apresentados evidencia que a definição da base regulatória deve privilegiar abordagens capazes de refletir, de forma transparente e verificável, o valor econômico dos ativos em operação. Nesse sentido, embora o CHCI possa cumprir papel complementar em situações de maior qualidade informacional e menor defasagem temporal, suas limitações tornam-se relevantes em ativos antigos e de longa duração. O CRN, por sua vez, oferece referência mais aderente à realidade econômica atual da infraestrutura, especialmente quando combinado com critérios adequados de depreciação econômica, vida útil remanescente e testes de eficiência.

Em contraposição, o RCM apresenta maior fragilidade como metodologia estruturante, pois desloca a análise da condição física e econômica dos ativos para uma reconstrução retrospectiva de fluxos históricos, dependente de premissas, estimativas e dados nem sempre plenamente observáveis. Ainda que possa ser útil em contextos específicos de tarifas não reguladas nos quais a maior parte dos dados e parâmetros contratuais são auditáveis, seu uso como referência central tende a aumentar a complexidade, reduzir a previsibilidade e ampliar o risco de disputas regulatórias.

Dessa forma, a conclusão metodológica que se extrai da comparação é que modelos baseados em ativos, ancorados em parâmetros atuais, auditáveis e vinculados à efetiva capacidade de prestação do serviço, oferecem maior coerência com a regulação por incentivos. Além de reduzir incertezas sobre a remuneração dos investimentos, essas abordagens preservam sinais econômicos adequados à manutenção, expansão e modernização da infraestrutura.

Assim, em um setor intensivo em capital e dependente de estabilidade institucional, a escolha metodológica não é neutra: ela define a qualidade dos incentivos, a segurança do modelo tarifário e sua capacidade de sustentar investimentos no longo prazo. À luz dos métodos avaliados, a valoração física e econômica dos ativos se apresenta como a alternativa mais robusta para equilibrar remuneração adequada, eficiência, modicidade tarifária e segurança regulatória.

4. Evidência Empírica e *Benchmark* Regulatório

A análise por meio de *benchmarks* regulatórios permite ir além da discussão conceitual, trazendo referências concretas sobre como diferentes reguladores estruturam a valoração de ativos, a definição do valor residual, os mecanismos de depreciação, a remuneração do capital e os processos de revisão tarifária. Com isso, busca-se identificar princípios recorrentes, escolhas metodológicas predominantes e soluções já testadas na prática, de modo a subsidiar a avaliação crítica do RCM e das alternativas baseadas em ativos.

4.1. *Benchmark* nacional

4.1.1. Agências reguladoras nacionais

Foram selecionadas agências reguladoras com atuação em setores de infraestrutura caracterizados por regulação econômica baseada em ativos, necessidade de transparência e finalidade comum - modicidade tarifária, equilíbrio econômico-financeiro e incentivo ao investimento.

4.1.1.1. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

A experiência da ANEEL no setor elétrico brasileiro constitui uma das referências nacionais mais relevantes para a estruturação de modelos regulatórios baseados em ativos. Ao longo do tempo, a agência consolidou um arcabouço regulatório robusto, no qual contabilidade regulatória, controle patrimonial e definição tarifária passaram a atuar de forma integrada. Essa integração conferiu maior rastreabilidade, auditabilidade e previsibilidade à remuneração dos investimentos, permitindo que a base de ativos deixasse de ser apenas uma informação contábil e passasse a exercer papel estruturante na formação da receita regulatória.

Antes da reforma promovida a partir de 2012, o setor de transmissão de energia elétrica convivia com regimes distintos de remuneração. De um lado, havia concessões mais recentes, outorgadas por meio de leilões e remuneradas por Receitas Anuais Permitidas (RAP) definidas em ambiente competitivo. De outro, permaneciam ativos de transmissão mais antigos, cuja remuneração havia sido estabelecida ao longo do tempo com base em critérios administrativos, parâmetros históricos e condições regulatórias anteriores à consolidação do modelo moderno. Esses ativos legados não estavam necessariamente vinculados a uma reavaliação econômica estruturada da infraestrutura, da vida útil remanescente ou de sua condição física e operacional, o que criava uma dissociação progressiva entre a remuneração percebida e o valor econômico efetivo dos ativos.

Essa realidade guarda analogia com os desafios atualmente observados no setor de transporte de gás natural, especialmente no tratamento de contratos bilaterais de longo prazo e ativos desenvolvidos em contextos anteriores à consolidação de um regime tarifário plenamente estruturado. Em ambos os casos, a remuneração deriva de condições pactuadas ou definidas em determinado momento histórico, refletindo expectativas de risco, custo de capital e estrutura de mercado vigentes à época, mas que tendem a perder aderência à realidade econômica à medida que o tempo avança.

Foi nesse contexto que a Medida Provisória nº 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, marcou uma inflexão relevante no setor elétrico. Mais do que antecipar a renovação das concessões, o novo marco promoveu uma reconfiguração estrutural da remuneração dos ativos de transmissão, deslocando o eixo da regulação do histórico contratual para a valoração econômica dos ativos existentes. A renovação das concessões passou a ser condicionada à migração para um regime em que a remuneração deveria refletir a base econômica da infraestrutura, sua capacidade de prestação futura do serviço e o valor residual ainda incorporado aos ativos.

Essa transição não ocorreu de forma instantânea. A partir do marco legal, o Ministério de Minas e Energia e a ANEEL passaram a estruturar, de forma progressiva, os instrumentos necessários à implementação do novo modelo. A Portaria MME nº 120/2016 estabeleceu diretrizes para a valoração dos ativos e para a definição da base de remuneração, enquanto a ANEEL detalhou os critérios técnicos por meio dos módulos do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), especialmente aqueles relacionados à Base de Remuneração Regulatória (BRR), à depreciação e à remuneração do capital. Esse processo evidencia que o

4. Evidência Empírica e *Benchmark* Regulatório

modelo brasileiro não resultou de uma escolha metodológica isolada, mas de uma construção institucional integrada, articulando política pública, norma legal e regulação técnica.

No centro desse arcabouço está a BRR, que representa o valor econômico dos ativos necessários à prestação do serviço. A BRR não corresponde a uma simples agregação de custos históricos, nem a uma reconstrução de fluxos financeiros passados, trata-se de uma base regulatória construída para refletir a utilidade econômica da infraestrutura em operação, considerando sua capacidade de prestação de serviço, sua vida útil remanescente e o capital ainda incorporado aos ativos.

A receita requerida passa, assim, a ser estruturada conforme a lógica clássica de *building blocks*, combinando remuneração do capital, depreciação regulatória, custos operacionais eficientes, encargos e tributos. A remuneração é calculada a partir da aplicação do WACC sobre a base regulatória líquida, enquanto a recuperação do capital ocorre por meio da depreciação regulatória, definida segundo vidas úteis padronizadas por classe de ativo.

A metodologia de valoração adotada pela ANEEL aproxima-se, em essência, da lógica de custo de reposição depreciado. Ainda que não necessariamente formalizada sob a nomenclatura de CRN, sua lógica é compatível com a ideia de refletir o custo eficiente de reprodução da infraestrutura, ajustado pela parcela já consumida ao longo do tempo. Para isso, são considerados parâmetros técnicos e econômicos relacionados a custos eficientes de engenharia, características físicas dos ativos, critérios de prudência, utilidade e eficiência, além de depreciação alinhada à vida útil. O resultado é uma base que não se limita ao custo histórico puro, nem se apoia em uma abstração financeira retrospectiva, mas busca representar o valor econômico atual dos ativos em operação.

A consolidação desse modelo foi apoiada por instrumentos regulatórios específicos, como o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCSE) e o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (MCPSE). O primeiro padroniza os critérios de reconhecimento, mensuração e evidenciação das informações contábeis regulatórias; o segundo disciplina o controle físico, cadastral e patrimonial dos ativos vinculados à concessão. A integração entre esses instrumentos fortalece a correspondência entre a base contábil, a base física e a base regulatória, permitindo que os investimentos reconhecidos na tarifa sejam rastreáveis, auditáveis e vinculados à efetiva prestação do serviço.

Ao longo de mais de uma década, os resultados observados indicam que esse modelo foi capaz de equilibrar eficiência, qualidade e sustentabilidade econômica. O sistema de transmissão brasileiro manteve níveis de disponibilidade superiores a 99,9%, refletindo elevado padrão de confiabilidade e indicando que os incentivos regulatórios estão alinhados à manutenção eficiente dos ativos. Paralelamente, o setor preservou a continuidade dos investimentos em expansão e modernização da rede, demonstrando que a remuneração baseada na BRR foi compatível com a atratividade do capital mesmo após uma transição regulatória relevante.

Do ponto de vista dos incentivos, a lógica adotada pela ANEEL também se destaca por vincular a remuneração ao valor residual dos ativos e à sua depreciação regulatória. Esse desenho reduz a pressão por substituições prematuras, incentiva a manutenção adequada e a otimização da infraestrutura existente e mitiga riscos de expansão artificial da base remunerável, como fenômenos associados ao *gold plating*. Com isso, o modelo favorece a eficiência dinâmica, a alocação racional de capital e a modicidade tarifária no longo prazo, sem comprometer a remuneração adequada dos investimentos prudentes.

Naturalmente, a transição para esse modelo envolveu desafios. A definição da base de ativos, a calibragem dos parâmetros de depreciação e a adaptação das empresas ao novo regime exigiram ajustes sucessivos e amadurecimento institucional. Contudo, esses desafios não fragilizam a experiência; ao contrário, demonstram que modelos regulatórios estruturantes se consolidam por meio de aprendizado prático, refinamento metodológico e interação contínua entre regulador e agentes. A trajetória da ANEEL mostra, portanto, que a robustez regulatória não nasce de soluções instantâneas, mas da construção progressiva de instrumentos técnicos, dados confiáveis e governança institucional.

4. Evidência Empírica e *Benchmark* Regulatório

Essa experiência é especialmente relevante para o setor de transporte de gás natural. Ambos os setores compartilham características estruturais importantes: natureza de monopólio natural, ativos lineares e indivisíveis, elevada intensidade de capital, longa vida útil econômica e necessidade de estabilidade regulatória. Embora a transposição do modelo elétrico para o gás não deva ser mecânica, em razão das especificidades contratuais e institucionais do setor, a lógica fundamental permanece aplicável: a remuneração deve estar ancorada na valoração econômica dos ativos em operação, e não na reinterpretação retrospectiva de fluxos históricos.

Dessa forma, a experiência da ANEEL demonstra que é possível incorporar ativos legados a um regime regulado por incentivos com base em critérios objetivos, observáveis e institucionalmente testados. Para o setor de gás natural, em fase de consolidação de seu modelo tarifário, essa trajetória oferece um referencial concreto de desenho regulatório, capaz de reduzir incertezas, fortalecer a segurança jurídica, preservar a coerência econômica e evitar a adoção de abordagens que não encontram respaldo na experiência institucional brasileira.

4.1.1.2. ANA - Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico

A ANA atua em um setor com estrutura regulatória descentralizada, no qual a regulação direta dos serviços de saneamento básico é exercida, em grande parte, por entidades infranacionais. Nesse contexto, a agência exerce papel de coordenação nacional, com foco na definição de normas de referência, promoção da padronização regulatória, melhoria da qualidade das informações e fortalecimento da segurança institucional do setor.

Diferentemente de setores com regulação mais centralizada, o saneamento apresenta maior heterogeneidade na aplicação dos modelos tarifários, nos critérios de reconhecimento de ativos e nos instrumentos de controle patrimonial. Ainda assim, observa-se uma evolução importante em direção à construção de uma estrutura contábil-regulatória mais padronizada e comparável em nível nacional.

A ANA vem desenvolvendo instrumentos voltados à organização das informações regulatórias, entre os quais se destaca a Norma de Referência sobre Contabilidade Regulatória, em processo de consolidação e implementação. Essa norma tem como objetivo estabelecer diretrizes uniformes para reconhecimento, mensuração e divulgação das informações contábeis regulatórias, contribuindo para a redução de assimetrias informacionais e para maior consistência das análises econômico-financeiras.

Outro instrumento relevante é o Manual de Contabilidade Regulatória do Saneamento Básico (MCRSB), concebido como documento técnico de padronização. O manual propõe plano de contas regulatório, demonstrações padronizadas e rotinas de reporte, buscando estruturar uma base contábil mais consistente para o setor. Embora sua adoção dependa da internalização pelos reguladores infranacionais, o MCRSB representa um avanço relevante na organização das informações regulatórias.

De forma complementar, o Manual de Controle Patrimonial do Saneamento Básico (MCPSB) estabelece diretrizes para o controle físico e contábil dos ativos, incluindo inventário, mensuração, depreciação, rastreabilidade e identificação dos bens vinculados à prestação dos serviços. Esse tipo de instrumento é fundamental em um setor intensivo em capital e com grande diversidade de ativos distribuídos em sistemas de abastecimento de água e esgotamento sanitário.

No campo tarifário, o setor de saneamento tende a adotar modelos baseados em recuperação de custos, com lógica próxima ao *building block*, ainda que nem sempre aplicada de forma explícita ou completa e varie conforme o regulador local. Em geral, a receita tarifária busca contemplar custos operacionais eficientes, depreciação, remuneração dos investimentos e recursos necessários à expansão e manutenção da infraestrutura.

A valoração dos ativos no saneamento ainda não segue uma metodologia única nacionalmente consolidada. Dependendo do regulador infranacional, podem ser observadas abordagens baseadas em custo histórico, custo de reposição, valor patrimonial ou modelos híbridos. Essa diversidade reflete o estágio de amadurecimento regulatório do setor e a fragmentação institucional existente.

4. Evidência Empírica e *Benchmark* Regulatório

As revisões tarifárias são conduzidas pelos reguladores subnacionais, com diferentes graus de maturidade e periodicidade. Apesar disso, há uma tendência de fortalecimento de revisões periódicas estruturadas, combinadas com reajustes intermediários, avaliação da base de ativos, análise de prudência dos investimentos e verificação do equilíbrio econômico-financeiro.

Entre os principais pontos fortes do modelo associado à ANA estão a busca por padronização nacional, a valorização da contabilidade regulatória, o fortalecimento do controle patrimonial e a tentativa de reduzir assimetrias informacionais. Como limitações, destacam-se a heterogeneidade entre reguladores, a ausência de um modelo plenamente consolidado e obrigatório em nível nacional e os desafios de implementação prática das normas e manuais em diferentes realidades locais.

4.1.1.3. ANATEL – Agência Nacional de Telecomunicações

A ANATEL regula um setor caracterizado por elevada intensidade de capital, rápida evolução tecnológica, necessidade recorrente de investimentos em infraestrutura e forte dinâmica competitiva. Nesse ambiente, a regulação econômica busca equilibrar a promoção da competição, a universalização dos serviços, a modicidade tarifária, a qualidade das redes e a sustentabilidade econômico-financeira dos agentes regulados.

A experiência da ANATEL se diferencia por uma abordagem mais orientada a modelos econômicos de custo eficiente e menos dependente de uma base patrimonial regulatória explícita. No setor de telecomunicações, os ativos são elementos centrais para a prestação do serviço, mas sua valoração regulatória tende a ocorrer por meio de modelos econômicos que simulam redes eficientes, e não pela simples remuneração dos investimentos históricos realizados pelas empresas.

Entre as principais abordagens utilizadas, especialmente em mercados de atacado e interconexão, destacam-se os conceitos de *Modern Equivalent Asset* (MEA) e *Long Run Incremental Cost* (LRIC). O MEA considera o custo de um ativo moderno equivalente, capaz de prestar o mesmo serviço com tecnologia atual e eficiente. Já o LRIC busca mensurar os custos incrementais de longo prazo associados à prestação de determinado serviço, considerando uma configuração eficiente de rede.

A ANATEL combina modelos *top-down*, baseados em informações contábeis ajustadas, com modelos *bottom-up*, construídos a partir da modelagem de uma rede eficiente. Essa combinação permite utilizar dados reais das prestadoras, mas ajustá-los à lógica de eficiência econômica e às condições tecnológicas atuais. Assim, o foco regulatório é deslocado do custo histórico para o custo eficiente de prestação do serviço.

No modelo da ANATEL, a depreciação assume caráter econômico, refletindo tanto a vida útil regulatória dos ativos quanto a obsolescência tecnológica. Esse ponto é especialmente relevante em telecomunicações, pois os ciclos de inovação tecnológica podem reduzir rapidamente a vida econômica de determinados equipamentos e redes.

O tratamento da inflação tende a estar incorporado aos próprios valores correntes dos ativos considerados nos modelos de custo, reduzindo a dependência de mecanismos explícitos de indexação de uma base patrimonial. O reconhecimento de CAPEX, por sua vez, está associado à eficiência econômica e à aderência dos investimentos à configuração considerada ótima para a prestação do serviço.

O modelo tarifário da ANATEL não se estrutura necessariamente sobre uma BRA explícita, mas apresenta lógica equivalente à de *building blocks* em termos econômicos, ao considerar remuneração do capital, depreciação econômica e custos operacionais eficientes. Esses componentes, no entanto, são incorporados aos modelos de custo e utilizados para definição de preços de referência ou parâmetros regulatórios.

As revisões tarifárias e atualizações regulatórias ocorrem por meio da revisão dos modelos de custo, da incorporação de mudanças tecnológicas, da atualização da demanda e da reavaliação da arquitetura eficiente das redes. Esse processo confere flexibilidade ao modelo, permitindo respostas mais rápidas às transformações tecnológicas e de mercado.

4. Evidência Empírica e *Benchmark* Regulatório

Entre os pontos fortes do modelo da ANATEL estão o forte alinhamento com eficiência econômica, a redução da dependência de dados históricos, a capacidade de adaptação tecnológica e a utilização de modelos sofisticados de custos. Como limitações, destacam-se a elevada complexidade técnica, a necessidade de grande capacidade analítica por parte do regulador e o risco de disputas em torno das premissas de modelagem.

4.1.1.4. ANTT - Agência Nacional de Transportes Terrestres

A ANTT atua em setores fortemente estruturados por contratos de concessão, especialmente no segmento de rodovias. Seu modelo regulatório é baseado na definição de obrigações contratuais, programas de investimento, níveis de serviço, parâmetros operacionais e mecanismos de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos.

Diferentemente de modelos baseados em uma base regulatória patrimonial explícita, a ANTT estrutura a regulação econômica a partir da lógica do fluxo de caixa contratual. A tarifa é definida de forma a assegurar a viabilidade econômico-financeira da concessão, considerando CAPEX, OPEX, demanda projetada, tributos, investimentos obrigatórios e remuneração do capital.

Nesse modelo, os ativos são tratados como parte integrante das obrigações contratuais. No caso das concessões rodoviárias, os investimentos estão usualmente vinculados ao Programa de Exploração da Rodovia (PER), que define obras, intervenções, padrões de desempenho e cronogramas de execução. Dessa forma, a gestão dos ativos ocorre de maneira integrada ao contrato de concessão e aos compromissos de investimento assumidos pela concessionária.

O acompanhamento dos investimentos envolve a verificação físico-financeira das obras, a comprovação dos custos realizados, o cumprimento dos marcos contratuais e a avaliação da aderência dos investimentos aos padrões de serviço exigidos. Essa vinculação entre ativos, contratos e registros econômico-financeiros contribui para maior rastreabilidade e controle regulatório.

A remuneração do capital ocorre por meio da modelagem financeira do contrato, com aplicação de taxa de retorno compatível com o risco do projeto. A depreciação contábil não constitui, em regra, componente explícito da tarifa, pois a recuperação dos investimentos está incorporada ao fluxo de caixa contratual. Da mesma forma, a inflação é tratada diretamente nas projeções financeiras, nos reajustes tarifários e nos mecanismos contratuais previstos.

As revisões tarifárias e os reequilíbrios econômico-financeiros são acionados quando eventos específicos alteram as condições econômico-financeiras originalmente pactuadas. Essas alterações podem decorrer de mudanças de escopo, inclusão ou postergação de investimentos, variações relevantes de demanda, alterações regulatórias, eventos extraordinários ou outros fatores previstos contratualmente.

O modelo da ANTT apresenta maior flexibilidade em relação aos modelos de ciclos tarifários fixos, pois permite ajustes pontuais conforme eventos e obrigações contratuais. Ao mesmo tempo, essa flexibilidade exige contratos bem estruturados, critérios claros de reequilíbrio e elevada capacidade de fiscalização.

Entre os pontos fortes do modelo da ANTT estão a integração direta entre CAPEX, OPEX, tarifa e obrigações contratuais, a rastreabilidade dos investimentos, a flexibilidade para ajustes e a vinculação dos ativos aos níveis de serviço. Como limitações, destacam-se a dependência da qualidade dos contratos, a complexidade dos processos de reequilíbrio, a necessidade de fiscalização contínua e os riscos associados a alterações frequentes de premissas contratuais.

4.1.2. Resumo comparativo

A análise das estruturas regulatórias dos principais reguladores setoriais brasileiros considerados – ANEEL, ANA, ANATEL e ANTT – evidencia a coexistência de diferentes modelos regulatórios, o que reflete não apenas as especificidades técnico-econômicas de cada setor, mas também diferentes escolhas institucionais sobre como estruturar a remuneração e a formação tarifária.

4. Evidência Empírica e *Benchmark* Regulatório

Nesse contexto, observa-se que a ANEEL se destaca como o regulador com o modelo mais estruturado e consolidado sob a perspectiva patrimonial, com um elevado grau de formalização e padronização da contabilidade regulatória. No setor elétrico, os ativos regulatórios ocupam uma posição central, com forte rastreabilidade e vinculação direta à prestação do serviço, servindo de base integrada para os processos de controle, fiscalização e definição de tarifas.

Por outro lado, a ANA adota um modelo de natureza distinta, caracterizado por um papel predominantemente normativo e orientador. A agência estabelece normas de referência aplicáveis aos reguladores subnacionais, com ênfase na elegibilidade de investimentos e na definição de critérios para indenização de ativos não amortizados ou depreciados. Na prática, isso resulta em um modelo menos centralizado, cuja efetividade depende da implementação pelas agências locais, o que implica menor grau de padronização e consolidação quando comparado ao setor elétrico.

A ANATEL, por sua vez, adota uma abordagem regulatória baseada em modelos econômicos *forward looking*, centrados na estimação dos custos de uma operadora eficiente hipotética. Por meio da utilização de modelos *bottom-up* do tipo LRIC, a agência define tarifas – especialmente no mercado de atacado – a partir de parâmetros técnico-econômicos que incorporam CAPEX, OPEX e a atualização dos investimentos, afastando-se de forma significativa de abordagens baseadas em custos históricos ou em bases patrimoniais explícitas. Além disso, a definição e atualização periódica do custo médio ponderado de capital (CMPC/WACC) reforça o papel da remuneração do capital dentro desse modelo.

Já a ANTT apresenta um modelo fortemente orientado à lógica econômico-financeira e contratual, no qual a remuneração do capital assume papel central por meio da definição do WACC regulatório. A metodologia adotada pela agência incorpora parâmetros financeiros detalhados – como estrutura de capital, prêmio de risco, beta setorial, custo da dívida e inflação – e inclui técnicas de simulação (como Monte Carlo) para capturar incertezas e riscos. Nesse contexto, a formação tarifária está diretamente vinculada à dinâmica dos fluxos de caixa dos projetos e ao equilíbrio econômico-financeiro dos contratos.

Em síntese, conforme evidenciado na matriz comparativa apresentada, o ambiente regulatório brasileiro revela a coexistência de quatro abordagens distintas:

- i. Um modelo patrimonial altamente estruturado (ANEEL);
- ii. Um modelo normativo e orientador em processo de consolidação (ANA);
- iii. Um modelo econômico baseado em custos eficientes e projeções *forward looking* (ANATEL);
- iv. Um modelo financeiro centrado na parametrização da taxa de retorno e no equilíbrio contratual (ANTT).

Tais diferenças refletem distintos graus de maturidade e diferentes concepções sobre o papel da regulação econômica, e evidenciam que a remuneração do capital pode ser estruturada por múltiplos caminhos, sem que haja uma única abordagem predominante entre os reguladores, no entanto em todos os modelos analisados se apoiam predominantemente em informações observáveis, auditáveis ou passíveis de verificação regulatória.

Em síntese, conforme sistematizado no quadro comparativo apresentado na Tabela 2, observa-se a coexistência de diferentes graus de maturidade e distintas lógicas regulatórias entre os setores analisados.

Tabela 2: Quadro Comparativo Regulatório Brasileiro

Dimensão	ANEEL	ANA	ANATEL	ANTT
Tipo de modelo tarifário	<i>Building blocks</i> clássico	<i>Building blocks / cost recovery</i> em consolidação	Modelos de custo eficiente	Fluxo de caixa contratual
Modelo de revisão tarifária	Revisões tarifárias periódicas, combinadas com reajustes anuais. O	Revisões tarifárias conduzidas por reguladores subnacionais, com	Revisões e atualizações baseadas em modelos de custo,	Revisões e reequilíbrios baseados em contratos de concessão. Os ajustes

4. Evidência Empírica e *Benchmark* Regulatório

Dimensão	ANEEL	ANA	ANATEL	ANTT
	processo envolve reavaliação da base de ativos, análise de prudência dos investimentos, revisão de custos operacionais e definição de parâmetros de eficiência.	diferentes graus de maturidade. Há tendência de adoção de revisões periódicas estruturadas, combinadas com reajustes intermediários.	com ajustes conforme evolução tecnológica, demanda e arquitetura eficiente das redes. Não há, em geral, <i>rebasings</i> formal de uma base patrimonial explícita.	ocorrem por eventos específicos, como alteração de escopo, variação de CAPEX/OPEX, demanda ou mudanças regulatórias.
Base de ativos explícita	Sim, BRR	Sim, mas heterogênea conforme regulador	Não necessariamente	Não como BRA isolada
Principal referência de valoração	VNR / custo de reposição eficiente	Custo histórico, reposição ou híbrido	MEA / LRIC / rede eficiente	CAPEX contratual no fluxo de caixa
Tratamento da base de ativos	Utiliza a Base de Remuneração Regulatória (BRR) , geralmente associada ao Valor Novo de Reposição (VNR) . A base considera ativos em operação, ajustados por critérios de prudência, utilidade e eficiência.	Não há uma metodologia única nacional plenamente consolidada. A base de ativos pode ser apurada por custo histórico, custo de reposição, valor patrimonial ou modelos híbridos, conforme o regulador local.	Não utiliza uma BRA tradicional. A valoração é feita por modelos econômicos de rede eficiente, como Modern Equivalent Asset (MEA) e Long Run Incremental Cost (LRIC) .	Não há uma BRA clássica isolada. Os ativos são tratados dentro do fluxo de caixa contratual e vinculados às obrigações de investimento, como Programas de Exploração da Rodovia.
Principais parâmetros regulatórios	WACC regulatório, depreciação regulatória por vida útil padronizada, OPEX eficiente, fator X, <i>benchmarking</i> , encargos e tributos.	Remuneração sobre investimentos, depreciação, OPEX eficiente, critérios de elegibilidade regulatória, equilíbrio econômico-financeiro e parâmetros definidos por normas ou reguladores locais	WACC, depreciação econômica, obsolescência tecnológica, custos incrementais de longo prazo, CAPEX eficiente, OPEX eficiente e parâmetros de rede modelada.	WACC do projeto, CAPEX contratual, OPEX, demanda projetada, tributos, inflação, cronograma físico-financeiro, níveis de serviço e parâmetros de reequilíbrio econômico-financeiro.
Orientação temporal	Prospectiva, com revisões periódicas	Mista, em evolução para maior padronização	Fortemente prospectiva	Prospectiva e contratual
Uso de custo histórico	Suporte informacional, não exclusivo	Ainda relevante em alguns reguladores	Limitado	Suporte contratual/contábil
Depreciação	Regulatória, por vida útil padronizada	Regulatória/contábil, conforme regulador	Econômica, incluindo obsolescência	Predominantemente informacional
Reconhecimento de CAPEX	Após entrada em operação, com teste de prudência e eficiência	Conforme elegibilidade regulatória e comprovação	Conforme aderência à rede eficiente	Conforme execução contratual e impacto no equilíbrio

4. Evidência Empírica e *Benchmark* Regulatório

Dimensão	ANEEL	ANA	ANATEL	ANTT
Tratamento da inflação	Explícito na base ou no WACC real/nominal	Varia por regulador	Implícito nos custos correntes	Incorporado ao contrato e reajustes
Controle patrimonial	Muito estruturado	Em estruturação	Menos patrimonial, mais econômico-modelado	Contratual e físico-financeiro
Auditabilidade / rastreabilidade	Alta	Em evolução	Média/alta, dependente dos modelos	Alta para obrigações contratuais
Complexidade metodológica	Alta	Média, com heterogeneidade	Alta	Média/alta
Maturidade regulatória geral	Alta maturidade. Possui instrumentos consolidados, como o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) e o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) , permitindo maior integração entre contabilidade, ativos físicos e tarifa.	Maturidade em desenvolvimento. A ANA vem promovendo padronização por meio de normas de referência, Manual de Contabilidade Regulatória do Saneamento Básico e Manual de Controle Patrimonial do Saneamento Básico.	Alta maturidade técnica, especialmente em modelagem econômica e tecnológica. A rastreabilidade patrimonial direta é menor que na ANEEL, mas há elevado grau de sofisticação nos modelos de custo.	Maturidade intermediária a alta, com forte controle contratual e físico-financeiro dos investimentos. A integração com uma base patrimonial regulatória é menos direta que na ANEEL.
Principais características do modelo	Modelo maduro, estruturado e fortemente baseado em <i>building blocks</i> . Apresenta elevada rastreabilidade, previsibilidade e incentivo à eficiência, embora com maior complexidade técnica.	Modelo em consolidação, com foco na harmonização de práticas, melhoria da qualidade da informação e redução de assimetrias entre reguladores infranacionais.	Modelo prospectivo e orientado à eficiência, com baixa dependência de custo histórico. A complexidade está concentrada na modelagem técnica e econômica das redes.	Modelo contratual e prospectivo, centrado no equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Apresenta flexibilidade, mas depende fortemente da qualidade dos contratos e da governança dos reequilíbrios.

Fonte: EY

A comparação entre os modelos nacionais analisados evidencia que não há uma única forma de estruturar a regulação econômica de infraestrutura, mas há um padrão comum relevante: todos os modelos buscam ancorar a formação tarifária em informações observáveis, verificáveis e vinculadas à prestação efetiva do serviço. A ANEEL representa o estágio mais consolidado dessa lógica, ao integrar base de ativos, contabilidade regulatória, controle patrimonial e definição tarifária em um modelo maduro de *building blocks*. A ANA, embora em processo de amadurecimento, segue trajetória semelhante ao promover maior padronização nacional e aprimoramento das informações regulatórias. A ANATEL, por sua vez, adota abordagem prospectiva baseada em redes eficientes e custos econômicos modelados, enquanto a ANTT estrutura sua regulação a partir de contratos de concessão, fluxos de caixa e obrigações físico-financeiras.

4. Evidência Empírica e *Benchmark* Regulatório

Apesar das diferenças setoriais, essas experiências convergem em torno de princípios essenciais para a definição da base regulatória: rastreabilidade dos investimentos, previsibilidade metodológica, uso de dados auditáveis, reconhecimento da função econômica dos ativos e preservação dos incentivos à eficiência. Nesse sentido, os *benchmarks* nacionais reforçam que metodologias apoiadas em bases patrimoniais, custos eficientes, modelos prospectivos ou fluxos contratuais estruturados tendem a oferecer maior robustez do que abordagens baseadas na reconstrução retrospectiva de fluxos históricos. Para o setor de transporte de gás natural, essa conclusão é especialmente relevante, pois indica que a consolidação de um modelo tarifário estável deve privilegiar critérios objetivos e institucionalmente verificáveis, capazes de equilibrar remuneração adequada, modicidade tarifária, segurança jurídica e incentivo ao investimento de longo prazo.

Embora os setores analisados apresentem diferenças institucionais relevantes, verifica-se que a formação da receita regulatória permanece majoritariamente ancorada em ativos, custos observáveis, informações auditáveis ou fluxos prospectivos. Não foram identificadas abordagens baseadas predominantemente na reconstrução retrospectiva da recuperação do capital como elemento central para definição da base regulatória.

5. Corroboração Internacional

5.1. Benchmark internacional

5.1.1. Agências reguladoras internacionais

A seleção dos países a serem analisados foi realizada com o objetivo de capturar diferentes níveis de maturidade regulatória, modelos institucionais e abordagens metodológicas aplicáveis ao setor de transporte de gás natural. Esses países combinam (i) mercados liberalizados e com abertura à competição (Reino Unido, Itália, partes dos EUA), (ii) experiências consolidadas em regulação por incentivos e uso de modelos como *building blocks* e variações de valoração de ativos (Austrália e Reino Unido), e (iii) contextos comparáveis ao Brasil em termos de desenvolvimento de infraestrutura, desafios institucionais e transição regulatória (África do Sul). Adicionalmente, incluem jurisdições com forte tradição técnica e transparência regulatória, permitindo uma análise robusta e diversificada quanto às práticas de definição da base de ativos, tratamento de legados e equilíbrio entre remuneração e modicidade tarifária.

5.1.1.1. Austrália

A Austrália apresenta um dos modelos regulatórios mais estruturados para infraestrutura de gás natural, com separação clara entre formulação normativa, regulação econômica, operação do mercado e avaliação do grau de regulação aplicável aos ativos. O setor é estruturado sob um modelo institucional descentralizado e funcionalmente segregado, no qual diferentes entidades desempenham papéis complementares ao longo da cadeia regulatória. Essa configuração não representa sobreposição de funções, mas sim uma divisão clara de responsabilidades, com o objetivo de aumentar a transparência, a especialização técnica e a consistência regulatória.

Em relação ao modelo regulatório australiano, existem quatro agências com funções distintas no país, a *Australian Energy Market Commission* (AEMC) exerce função puramente normativa, a *Australian Energy Market Operator* (AEMO) atua na gestão de informações operacionais e dados técnicos do mercado, a *National Competition Council* (NCC) define a submissão de ativos à regulação e, por fim, a *Australian Energy Regulator* (AER) é a principal entidade responsável pela regulação econômica das redes de gás.

O modelo de regulação é baseado em uma Base Regulatória de Ativos atualizada por mecanismo de *roll forward*, no qual a base evolui ao longo do tempo pela incorporação de investimentos aprovados, dedução da depreciação e ajustes inflacionários. Essa abordagem confere previsibilidade, rastreabilidade e consistência intertemporal à valoração dos ativos. A receita permitida é definida por modelo de *building blocks*, contemplando retorno sobre o capital, depreciação, custos operacionais e tributos.

Nesse contexto, a receita permitida é composta por retorno sobre o capital, depreciação, custos operacionais e tributos, podendo ainda ser ajustada por mecanismos de incentivo e correções ao longo do período regulatório. Esse modelo se caracteriza por elevada previsibilidade, uma vez que a base de ativos é atualizada de forma contínua, sem reavaliações estruturais após sua inclusão.

Em síntese, o modelo australiano combina uma metodologia principal baseada em ativos e mecanismos robustos de atualização da BRA. O país se destaca pela maturidade regulatória, pela diferenciação entre ativos plenamente regulados e não regulados e pela governança institucional bem definida.

Nesse sentido, a aplicação considerada pela ANP difere substancialmente daquela observada na experiência australiana, uma vez que atribui ao RCM papel central na definição da BRA, enquanto o benchmark internacional analisado o utiliza de forma complementar e restrita a contextos específicos.

5.1.1.1.1. RCM no contexto australiano

A experiência internacional associada ao RCM, notadamente na Austrália como única experiência de aplicação, confirma seu caráter contextual e limitado. Embora previsto no arcabouço regulatório australiano, o método não constitui o principal instrumento de definição da remuneração de ativos sujeitos à regulação econômica plena, papel desempenhado predominantemente por modelos baseados em BRA e *building blocks*. Assim, ainda que a experiência australiana contribua para a compreensão do RCM, ela se desenvolve em contexto regulatório distinto daquele proposto pela ANP na CP nº 03/2026, com diferenças

5. Corroboração Internacional

relevantes quanto à finalidade do método, ao grau de intervenção regulatória e à sua função na definição da remuneração dos ativos.

No arcabouço regulatório australiano, a aplicação do RCM está inserida em um contexto institucional caracterizado pela distinção entre dois regimes principais:

- **Gasodutos regulados (“scheme pipelines”), sujeitos à regulação plena pela AER, com adoção de modelos baseados em BRA e *building block***, sendo a BRA inicialmente estabelecida a partir do custo histórico depreciado ou do custo de reposição otimizado depreciado dos ativos e, posteriormente, atualizada por meio de um modelo de *roll forward*, que incorpora investimentos prudentes, depreciação, indexação inflacionária (CPI) e baixas de ativos;
- **Gasodutos não regulados ou levemente regulados (“non-scheme pipelines”), que operam sob um regime de negociação e arbitragem, conforme previsto no *Part 23* do *National Gas Rules*.**

Nesse cenário, o RCM não é utilizado como metodologia principal para definição tarifária em ativos plenamente regulados, sendo restrito a contextos específicos associados a menor grau de regulação econômica. Essa distinção é particularmente relevante para a análise da proposta da ANP, pois o uso do RCM na Austrália ocorre fora do ambiente regulatório em que se definem as bases de remuneração dos ativos sujeitos à regulação econômica plena. Assim, o caso australiano não oferece evidência de aplicação do método para a finalidade pretendida pela ANP.

Nessa perspectiva, o documento *Financial Reporting Guideline for Non-Scheme Pipelines*, publicado pela AER em dezembro de 2017 com o objetivo de orientar a divulgação e o reporte de informações regulatórias por gasodutos não sujeitos à regulação plena, indica três funções principais atribuídas ao RCM:

- **Instrumento de suporte à resolução de disputas e arbitragem:** No caso de gasodutos não regulados, o RCM pode ser utilizado como referência para estimar um valor “justo” dos ativos no contexto de negociações de arbítrio. Nesse caso, o método contribui para fornecer uma base quantitativa que vincula tarifas praticadas à trajetória de recuperação do capital, auxiliando na resolução de conflitos entre agentes.
- **Ferramenta de valoração em contextos de transição regulatória:** Apesar de não haver evidências de aplicação nessa função, o guia da AER indica que o RCM também poderia ser empregado em situações em que ativos transitam entre ambientes regulatórios distintos (por exemplo, de regimes regulados para não regulados). Nesses casos, a metodologia permitiria estabelecer uma ponte entre o histórico de receitas e o valor corrente do ativo, auxiliando na definição de bases econômicas para períodos fora do regime de regulação plena.
- **Instrumento de transparência e divulgações regulatório:** O RCM pode ser utilizado como ferramenta de transparência, especialmente no âmbito das obrigações de divulgação de informações impostas pela AER. De acordo com o guia da AER, operadores de gasodutos não regulados devem, em alguns casos, reportar valores de ativos calculados com base no RCM, juntamente com dados financeiros como receitas e custos, permitindo maior visibilidade para os agentes de mercado.

Assim, é importante mencionar que, dadas as aplicações mencionadas acima, o RCM possui um papel claramente secundário e não estruturante no modelo regulatório do país, sendo aplicado predominantemente em ambientes de regulação leve ou inexistente, e não em contextos de regulação tarifária plena. Ainda, sua utilização está associada a objetivos de equidade em negociações e transparência, e não à definição direta de receitas reguladas, não substituindo o modelo de revisão tarifária do país, especialmente em relação ao cálculo da BRA, que permanece como referência central para a regulação econômica de ativos de infraestrutura. Consequentemente, a utilização da experiência australiana como justificativa para adoção do RCM na definição da BRA brasileira demanda cautela, uma vez que as aplicações observadas atribuem ao método uma função regulatória mais específica do que aquela atualmente proposta pela ANP.

5. Corroboração Internacional

Do ponto de vista de implicações econômicas, a experiência australiana demonstra que o uso do RCM apresenta impactos limitados sobre decisões de investimento, uma vez que não constitui o principal mecanismo de determinação tarifária. Ao contrário, o modelo baseado em BRA – *forward looking* e estruturado – é o principal responsável por fornecer sinais econômicos estáveis e previsíveis para novos investimentos. Isso indica que, embora o RCM atue como ferramenta auxiliar em contextos específicos, os modelos baseados em ativos permanecem como os instrumentos centrais da regulação econômica. Esse aspecto reforça que o referencial regulatório australiano para ativos de infraestrutura econômica regulada continua sendo um modelo baseado em ativos e mecanismos de *roll forward*, e não o RCM.

Mais relevante para o presente debate regulatório é observar que a experiência australiana não evidencia a utilização do RCM como metodologia de referência para definição de uma Base Regulatória de Ativos em regime de regulação econômica plena. Ao contrário, os casos identificados indicam aplicação restrita a contextos específicos de transparência, negociação ou arbitragem, permanecendo os modelos baseados em ativos e mecanismos de *roll forward* como o fundamento predominante da remuneração regulatória. Dessa forma, a experiência internacional frequentemente citada como referência para o RCM não constitui precedente diretamente comparável ao contexto atualmente discutido pela ANP.

- **Análise das premissas RCM pela AER**

No contexto da experiência australiana, a utilização do RCM no âmbito do *framework* regulatório da AER está associada a requisitos específicos de reporte e governança, tendo como objetivo a reconstrução da trajetória de recuperação de capital dos ativos. O método parte, sempre que possível, de dados históricos observados e registros documentados, admitindo o uso de estimativas e projeções apenas quando adequadamente justificadas, documentadas e submetidas a processos de assecuração e auditoria. Esse aspecto é relevante porque contribui para reforçar a rastreabilidade das informações utilizadas e reduzir a discricionariedade associada à elaboração dos cálculos regulatórios.

Vale ressaltar que a estrutura regulatória australiana não estabelece limites quantitativos para a utilização de premissas, estimativas ou informações não diretamente auditáveis nos cálculos associados ao RCM. A análise dos requisitos de reporte da AER indica que o regulador não impõe percentuais máximos de dados estimados nem limites para a participação de hipóteses técnicas na reconstrução dos fluxos econômicos. Em vez disso, a credibilidade dos resultados está fundamentada em exigências de transparência, documentação metodológica, justificativa das premissas adotadas e processos independentes de certificação e auditoria.

Mais especificamente, o *framework* exige que os operadores divulguem as fontes de informação utilizadas, documentem as metodologias de cálculo e os critérios de alocação empregados, identifiquem e justifiquem explicitamente as premissas adotadas e elaborem documentos formais de suporte regulatório, como a *Basis of Preparation*. Adicionalmente, as informações reportadas devem ser acompanhadas de certificações quanto à razoabilidade das premissas utilizadas e submetidas a processos independentes de validação e auditoria. Dessa forma, a ênfase regulatória recai sobre transparência, rastreabilidade, governança e qualidade da documentação apresentada, e não sobre restrições quantitativas ao uso de estimativas.

Adicionalmente, o RCM australiano busca reconstruir os fluxos históricos observados, tendo a receita registrada em cada período como principal variável de entrada. A partir dessa informação, o método considera custos operacionais, encargos tributários e a remuneração do capital calculada com base em parâmetros regulatórios previamente definidos. Esse aspecto é relevante porque contribui para reduzir a discricionariedade associada à definição da taxa de retorno e amplia a comparabilidade dos resultados obtidos.

Outra característica relevante é a adoção de uma abordagem integralmente nominal, na qual receitas e custo de capital são tratados de forma consistente ao longo do horizonte analisado, sem mecanismos automáticos de indexação da base de ativos. Isso implica que a evolução do valor do ativo decorre predominantemente dos fluxos econômicos considerados pelo método, e não de ajustes metodológicos exógenos, como correções inflacionárias aplicadas diretamente à base.

5. Corroboração Internacional

O método também admite a ocorrência de retornos de capital negativos em períodos nos quais as receitas são insuficientes para cobrir custos e remuneração do capital. Nesses casos, o valor do ativo aumenta, refletindo a acumulação de perdas econômicas ao longo da trajetória reconstruída. Essa característica evidencia a preocupação do modelo em representar a dinâmica econômica dos fluxos considerados, ainda que os resultados obtidos possam ser, em determinadas situações, contraintuitivos sob a ótica contábil.

A própria documentação regulatória australiana demonstra, contudo, que a aplicação prática do modelo não é isenta de hipóteses e julgamentos técnicos. Em processos regulatórios recentes, como os da *Australian Gas Networks* (AGN), os agentes são obrigados a apresentar uma *Basis of Preparation* (*Base de Preparação*), documento que formaliza as premissas, metodologias e fontes de informação utilizadas na elaboração das informações regulatórias, bem como uma certificação formal dos administradores acerca da razoabilidade das premissas adotadas. Isso evidencia que o *framework* australiano admite o uso de estimativas e projeções relevantes, desde que adequadamente documentadas, justificadas e sujeitas a mecanismos de governança, certificação e auditoria.

Também se destaca que, embora a estrutura regulatória australiana imponha elevados requisitos de transparência e documentação, a replicação integral dos cálculos por terceiros pode apresentar limitações práticas. Parte relevante das informações utilizadas na reconstrução histórica depende de bases de dados específicas das concessionárias, critérios internos de alocação de custos e elementos documentados na própria *Basis of Preparation*. Assim, ainda que o modelo privilegie a rastreabilidade das premissas, a reconstituição independentemente dos resultados pode ser condicionada à disponibilidade e ao grau de detalhamento das informações subjacentes.

Quando comparado a essa estrutura, o modelo proposto pela ANP apresenta diferenças relevantes. Em particular, a utilização de estimativas de CRN e VRD como ponto de partida para o RCM afasta-se da lógica de ancoragem histórica observada na experiência australiana, substituindo dados observados por estimativas derivadas de *benchmarking* e modelagem. Além disso, a reconstrução das séries históricas incorpora ajustes, imputações de dados e escolhas metodológicas que ampliam o grau de intervenção normativa no cálculo e tornam sua configuração distinta daquela observada no contexto australiano.

Mais relevante ainda é a diferença de finalidade. Enquanto, na Austrália, o RCM atua predominantemente como instrumento de suporte informacional, transparência e negociação em contextos específicos, a proposta da ANP atribui ao método papel central na definição da BRA. Dessa forma, a aplicação considerada pela Agência não representa uma simples replicação da experiência australiana, mas uma adaptação que altera tanto o escopo quanto a função regulatória originalmente associada ao método.

Em síntese, o RCM observado no contexto australiano caracteriza-se por uma abordagem retrospectiva, predominantemente ancorada em dados históricos e sujeita a rigorosos requisitos de documentação, justificativa e auditoria das premissas utilizadas. Em contraste, a proposta da ANP incorpora etapas adicionais de estimação, ajustes e hipóteses normativas que reduzem a comparabilidade entre os modelos e suscitam questionamentos quanto à utilização da experiência australiana como referência direta para definição da BRA no contexto brasileiro.

Adicionalmente, a análise da experiência australiana não permitiu identificar a utilização do RCM como metodologia principal para definição da Base Regulatória de Ativos de sistemas submetidos à regulação econômica plena. Nos casos analisados, o método desempenha funções específicas relacionadas à transparência, divulgação de informações, negociação ou arbitragem, enquanto a remuneração regulatória permanece predominantemente estruturada a partir de modelos baseados em ativos e mecanismos de atualização da base regulatória.

Dessa forma, embora o RCM faça parte do arcabouço regulatório australiano, não foi identificada sua utilização como metodologia de referência para definição da Base Regulatória de Ativos de sistemas sujeitos à regulação tarifária plena, permanecendo os modelos baseados em ativos como principal referência para remuneração da infraestrutura.

5. Corroboração Internacional

5.1.1.1.2. Exemplo e aplicação prática do RCM

- SEA Gas

Como aplicação prática do RCM no contexto australiano, pode-se apresentar o caso da SEA Gas, operadora de gasodutos não regulados sujeita às obrigações de *disclosure* estabelecidas pelo regulador. Esse caso é particularmente relevante por ilustrar a aplicação do método em um contexto de reporte regulatório recorrente, permitindo compreender como o RCM é operacionalizado na prática fora de processos decisórios como revisões tarifárias ou disputas de acesso.

O caso se insere no contexto do regime australiano de gasodutos não regulados, no qual, desde a introdução do *framework* de *disclosure* (atualmente sob o *Part 10* do *National Gas Rules*), os operadores passaram a estar sujeitos à divulgação sistemática de informações financeiras, operacionais e de *valuation*. Esse ambiente institucional tem como objetivo reduzir assimetrias informacionais e apoiar negociações entre usuários e operadores, sem constituir um regime de regulação tarifária tradicional.

No caso da SEA Gas, o que ocorreu foi a publicação dos *templates* regulatórios obrigatórios, contendo informações financeiras, operacionais e de *valuation*, incluindo o valor dos ativos calculado pelo RCM. O método foi incorporado como um item específico dentro dos *templates* padronizados ("*Asset value - Recovered Capital Method - RCM*"), compondo um conjunto mais amplo de informações exigidas pelo regulador.

A aplicação do RCM não decorre de uma decisão discricionária da empresa nem de um evento regulatório específico, mas sim de uma obrigação periódica de reporte para verificação dos resultados obtidos em relação aos parâmetros contratuais anteriormente definidos, públicos e auditáveis, decorrente de sua introdução no arcabouço regulatório australiano com a implementação do *Part 23* das *National Gas Rules*, em agosto de 2017. Nesse sentido, o método é utilizado de forma recorrente no ciclo anual de *disclosure*, no contexto das obrigações de transparência aplicáveis a gasodutos não regulados, como no caso do reporte referente ao ano fiscal encerrado em 30 de junho de 2025, publicado em dezembro de 2025, com divulgações equivalentes em anos anteriores (2024 e 2023), caracterizando uma obrigação contínua de publicação de dados financeiros e de valor de ativos (incluindo o RCM), e não uma aplicação pontual com definição única de valor inicial.

A finalidade do uso do RCM nesse contexto é estritamente informacional. O método é utilizado como uma métrica de *valuation* dentro dos *templates* regulatórios, com o objetivo de fornecer transparência sobre o valor residual dos ativos e apoiar a avaliação econômica por parte dos usuários. Trata-se, portanto, de um instrumento de *disclosure* voltado à transparência e ao suporte às negociações, e não de uma ferramenta para definição direta de tarifas ou de uma base de ativos regulatória.

Adicionalmente, críticas relevantes ao uso do RCM no contexto do *Part 23* foram apresentadas por organizações com reconhecida atuação em economia regulatória e infraestrutura energética na Austrália. A *Brattle Group*, consultoria econômica internacional que elaborou estudo para o então *Department of the Environment and Energy* do governo australiano no âmbito da revisão da efetividade da estrutura regulatória aplicável aos gasodutos, analisou as informações financeiras divulgadas sob o *Part 23* e concluiu que o regime de *disclosure* foi concebido principalmente para aumentar a transparência e apoiar as negociações entre transportadores e usuários, não para servir como uma base robusta para determinação de preços ou para avaliação econômica de ativos.

De forma complementar, a *Synergies Economic Consulting*, consultoria especializada em economia regulatória e infraestrutura que participou das discussões sobre a revisão do *Part 23*, publicou análise específica sobre a aplicação do RCM em arbitragens de acesso a gasodutos. Segundo a consultoria, o método apresenta inconsistências com o objetivo do regime de reproduzir resultados observáveis em mercados competitivos, uma vez que incorpora ajustes baseados em receitas históricas recuperadas pelo ativo, enquanto a formação eficiente de preços em mercados competitivos é essencialmente orientada por expectativas futuras (*forward looking*). A *Synergies* argumenta que essa característica pode gerar sinais

5. Corroboração Internacional

econômicos distorcidos para decisões de contratação e investimento, razão pela qual recomendou a revisão do papel do RCM no preparo regulatório australiano.

Essa característica é reforçada pelo fato de que o RCM aparece apenas como uma das métricas reportadas, coexistindo com outras informações financeiras e operacionais. Na prática, o método não é utilizado para estabelecer tarifas reguladas, nem para orientar diretamente decisões regulatórias, permanecendo como informação complementar dentro do *framework* de divulgação.

Do ponto de vista operacional, a aplicação do RCM no caso da SEA Gas também evidencia limitações relevantes já identificadas na literatura. Em particular, destaca-se a necessidade de reconstrução detalhada dos fluxos financeiros históricos ao longo da vida do ativo, incluindo receitas, custos operacionais, depreciação, retorno sobre o capital e tributos. Essa característica torna o método intensivo em dados e potencialmente complexo do ponto de vista computacional.

Além disso, o método apresenta elevada sensibilidade a premissas e *inputs*, como taxa de retorno, tratamento tributário e critérios de alocação de custos. Em sistemas com múltiplos ativos e custos compartilhados, a necessidade de alocação introduz elementos adicionais de subjetividade, reduzindo a transparência efetiva e a replicabilidade dos resultados.

Outro aspecto crítico é a natureza intrinsecamente retrospectiva do RCM, baseada na recuperação histórica do capital, em contraste com abordagens prospectivas orientadas ao custo eficiente ou custo de reposição. Essa característica pode gerar desalinhamento com sinais econômicos relevantes para decisões de investimento e precificação.

Do ponto de vista analítico, esses elementos evidenciam que o RCM, mesmo quando aplicado de forma estruturada em um *framework* regulatório, permanece altamente dependente de modelagem e de hipóteses normativas, com implicações relevantes para a robustez e comparabilidade dos resultados.

O caso também evidencia uma dissociação importante entre a aplicação do RCM e sua relevância para a formação de preços. Embora o método seja reportado de forma sistemática, não há evidência de que ele seja utilizado como referência principal para decisões comerciais ou para a definição de tarifas reguladas, reforçando seu caráter acessório dentro do modelo regulatório.

Assim, o caso da SEA Gas demonstra que o RCM, na prática, atua como um instrumento de transparência dentro do *framework* de *disclosure* para gasodutos não regulados. Sua aplicação decorre de obrigações regulatórias de divulgação e não de uma necessidade econômica para definição de tarifas, permanecendo dissociado da estrutura principal de regulação econômica.

Em linha com o observado em outros casos australianos, conclui-se que o RCM não constitui a base do modelo regulatório do setor de transporte de gás, sendo utilizado de forma complementar – seja para aumentar a transparência, seja para apoiar negociações –, sem papel estruturante na definição da base de ativos regulatória ou da remuneração dos ativos.

- **Gas Pipelines Victoria**

Como aplicação prática do RCM no contexto australiano, pode-se também apresentar o caso da *Gas Pipelines Victoria* (GPV), proprietária do *Carisbrook to Horsham Pipeline*. Diferentemente do caso da SEA Gas, este exemplo é particularmente relevante por ilustrar a utilização do RCM em um contexto concreto de **disputa de acesso**, permitindo entender, na prática, como o método é aplicado em processos decisórios específicos dentro do regime de *negotiate-arbitrate* aplicável a gasodutos não regulados.

Além disso, o caso se insere no contexto mais amplo do regime australiano de gasodutos não regulados, no qual, desde a introdução do *Part 23* em 2017, foi criado um ambiente institucional voltado à negociação direta entre as partes, com a possibilidade de arbitragem regulatória quando não há acordo. Nesse contexto, o papel do RCM se afasta do que se observa em modelos tradicionais de regulação tarifária, passando a

5. Corroboração Internacional

funcionar como um **instrumento de apoio** à avaliação econômica em situações específicas, e não como base estruturante da regulação.

No caso da GPV, a aplicação do RCM decorre diretamente de uma disputa de acesso entre a empresa, como prestadora do serviço de transporte, e a *EnergyAustralia*, como potencial usuária do sistema. Ou seja, o método não foi utilizado por iniciativa do operador nem como parte de um processo regulatório padrão, mas surgiu da necessidade de estimar o valor econômico dos ativos envolvidos para viabilizar a resolução do conflito.

Mais especificamente, o RCM foi utilizado como uma das ferramentas metodológicas disponíveis ao árbitro responsável pelo caso, com o objetivo de estimar o valor dos ativos associados ao serviço de transporte em disputa. Trata-se, portanto, de uma aplicação pontual e direcionada, voltada à solução de um problema específico, e não da adoção do método como base de um modelo regulatório mais amplo.

A forma como o RCM foi implementado reforça essa característica. O método foi aplicado no âmbito de um processo arbitral conduzido sob supervisão do regulador, sendo incorporado à decisão final como critério para valoração de ativos específicos utilizados na prestação do serviço disputado. Em particular, sua aplicação ocorreu com base na Rule 569(4)(b) do *National Gas Rules*, restrita aos ativos vinculados ao serviço de *firm forward haul*.

Esse processo evidencia, ao mesmo tempo, a flexibilidade e as limitações do RCM como ferramenta regulatória: sua utilização depende diretamente do contexto, do escopo e da necessidade do caso, diferentemente de metodologias estruturadas que são aplicadas de forma uniforme ao setor.

Do ponto de vista operacional, a adoção do RCM no caso da GPV também reproduz os desafios já observados em outras aplicações do método. Em especial, destaca-se a necessidade de reconstrução detalhada dos fluxos históricos de receitas e custos, a definição de parâmetros como taxa de retorno e o uso de diversas premissas normativas, por exemplo, no tratamento de impostos e na alocação de custos. Esses elementos reforçam o caráter altamente dependente de modelagem do RCM, com forte sensibilidade às hipóteses adotadas.

Outro ponto importante é que, ao contrário do que ocorre em *frameworks* de *disclosure* como o da SEA Gas, a aplicação do RCM neste caso não se deu por meio de *templates* padronizados e transparentes, mas em um **contexto de informação parcialmente confidencial**. Embora o valor dos ativos tenha sido divulgado, os termos finais de preço definidos na arbitragem não foram tornados públicos.

Sob a ótica analítica, esse aspecto é particularmente relevante, pois evidencia uma limitação adicional do método: quando aplicado em contextos de arbitragem, o RCM pode gerar resultados que não são plenamente transparentes nem replicáveis, o que reduz sua utilidade como referência ou *benchmark* para o setor.

No caso específico da GPV, o processo foi iniciado em 13 de outubro de 2020, sendo encaminhado para arbitragem em 27 de outubro de 2020, com decisão final proferida em 28 de janeiro de 2021. As informações públicas sobre o caso foram divulgadas pelo regulador em março de 2021.

Como resultado, o RCM foi utilizado para estimar o valor dos ativos associados ao serviço em aproximadamente A\$25,77 milhões (base 2019), servindo como insumo técnico para a decisão arbitral, ainda que sem divulgação detalhada dos impactos finais sobre preços.

Esse resultado é particularmente relevante porque mostra que, mesmo em um contexto decisório concreto, o RCM não assume um papel central no modelo regulatório, permanecendo como um instrumento auxiliar, utilizado de forma limitada e com escopo específico. Em outras palavras, trata-se de uma ferramenta voltada a apoiar a resolução de disputas, e não a definir, de maneira sistemática, a remuneração dos ativos no setor.

5. Corroboração Internacional

Assim, o caso da Gas Pipelines Victoria demonstra que o RCM pode ser utilizado como um instrumento técnico em processos de arbitragem, especialmente para valoração de ativos em disputas de acesso. No entanto, sua aplicação é altamente contextual, dependente das características do caso e frequentemente associada a processos com grau limitado de transparência.

Dessa forma, em linha com o caso da SEA Gas, esse exemplo reforça que o RCM não constitui a base do modelo regulatório do transporte de gás na Austrália. Ao contrário, trata-se de um instrumento complementar, utilizado de forma pontual – seja para apoiar a transparência, seja para subsidiar a resolução de disputas –, permanecendo dissociado da estrutura principal de regulação econômica e da definição tarifária, que continuam ancoradas em abordagens prospectivas baseadas em ativos regulatórios.

5.1.1.2. Reino Unido

O Reino Unido apresenta um modelo regulatório altamente sofisticado, baseado em ativos, ciclos tarifários plurianuais e mecanismos avançados de incentivo à eficiência e desempenho.

A *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) é a autoridade reguladora responsável pela definição das receitas permitidas e pela supervisão das redes de gás e eletricidade. Sua abordagem combina a utilização de uma base regulatória de ativos com mecanismos de incentivo, buscando equilibrar modicidade tarifária, eficiência econômica e atração de investimentos.

O modelo britânico é estruturado no *framework* RIIO (*Revenue = Incentives + Innovation + Output*), cujo princípio central é que a receita regulatória deve refletir não apenas os custos e investimentos realizados, mas também os incentivos, inovação e resultados entregues pelas empresas reguladas. No setor de transporte de gás, esse modelo é aplicado por meio do RIIO-GT3, que mantém a lógica de base de ativos, combinada com incentivos de eficiência e desempenho.

A base de ativos é construída a partir de custos históricos e atualizada continuamente por mecanismos de *roll forward*, indexação inflacionária e depreciação. A receita permitida inclui retorno sobre a base de ativos, depreciação regulatória, custos operacionais, tributos, ajustes por desempenho e mecanismos de reconciliação intertemporal, como *true-ups*.

Um elemento central do modelo britânico é o uso do TOTEX, que integra CAPEX e OPEX em uma única métrica regulatória. Essa abordagem reduz distorções associadas à classificação dos gastos e incentiva decisões mais eficientes pelas empresas reguladas. Parte dos gastos é tratada como despesa corrente (*fast money*) e parte é capitalizada na base de ativos (*slow money*).

A *National Gas Transmission* (NGT), embora não seja reguladora, representa a principal infraestrutura de transporte de gás da Grã-Bretanha. Seu caso evidencia a importância da gestão patrimonial robusta, da consistência entre base física e base regulatória e da rastreabilidade dos investimentos em sistemas com ativos antigos, heterogêneos e de longa vida útil.

Em síntese, o Reino Unido adota um modelo baseado em BRA, com elevada sofisticação regulatória, forte integração entre remuneração de ativos e incentivos de eficiência. A estabilidade metodológica, a transparência e a atualização contínua da base são elementos centrais do modelo.

5.1.1.3. Itália

A Itália possui um modelo regulatório consolidado para o setor de energia e gás natural, com forte ênfase em custos históricos, atualização da base de ativos e mecanismos de incentivo à eficiência.

A *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente* (ARERA) é a autoridade responsável pela regulação econômica do transporte de gás natural. Seu modelo tarifário é baseado na definição de receitas regulatórias a partir da base de ativos, custos reconhecidos e taxa de remuneração regulatória.

A valoração dos ativos segue uma abordagem baseada em custos históricos, em que os investimentos são incorporados à base regulatória pelo valor de aquisição, depreciados e remunerados ao longo do

5. Corroboração Internacional

tempo. Essa metodologia assegura rastreabilidade, reduz subjetividade e preserva a relação entre investimentos realizados e remuneração regulatória.

O modelo italiano também incorpora elementos de inovação por meio do *framework* ROSS e da abordagem TOTEX, que integra custos operacionais e de capital. Nesse modelo, parte dos gastos pode ser capitalizada na base de ativos e parte reconhecida como despesa, conforme parâmetros regulatórios previamente definidos. A utilização de mecanismos como fator de produtividade e *benchmarking ex post* permite reforçar incentivos à eficiência sem descaracterizar a centralidade da base de ativos.

As instituições europeias ACER e CEER também desempenham papel relevante no contexto italiano e europeu. Embora não regulem diretamente tarifas nacionais, atuam na harmonização de práticas regulatórias, disseminação de boas práticas e avaliação de metodologias à luz dos princípios europeus de transparência, eficiência, não discriminação e previsibilidade.

Os operadores de transporte, como *Snam Rete Gas* e *Società Gasdotti Italia*, evidenciam a importância da integração entre gestão de ativos e contabilidade regulatória. Esses operadores administram redes extensas e complexas, o que reforça a necessidade de controles patrimoniais robustos, dados auditáveis e alinhamento entre base física e base regulatória.

Em síntese, o modelo italiano combina custos históricos, atualização regulatória da base de ativos, incentivos de eficiência e abordagem TOTEX. Trata-se de um modelo maduro, com forte ênfase em rastreabilidade, governança patrimonial e consistência metodológica.

5.1.1.4. Estados Unidos

Os Estados Unidos utilizam um modelo tradicional e consolidado de regulação econômica baseado em *cost of service*, com forte ancoragem em dados históricos observáveis e elevada integração entre contabilidade regulatória e definição tarifária.

A *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) é a autoridade federal responsável pela regulação do transporte interestadual de gás natural. Seu modelo busca assegurar tarifas justas e razoáveis aos usuários, ao mesmo tempo em que garante retorno adequado aos investidores.

A base de ativos é definida pelo conceito do custo original líquido, correspondente ao custo histórico original dos ativos deduzido da depreciação acumulada. Diferentemente de modelos que atualizam diretamente a base por inflação, o modelo da FERC não aplica indexação inflacionária explícita à base de ativos. A compensação inflacionária ocorre de forma implícita na taxa de retorno nominal.

A receita regulatória é composta por despesas operacionais, depreciação, impostos e retorno sobre a *rate base*. Essa estrutura proporciona elevada transparência, pois os componentes da receita são claramente segregados e baseados em dados contábeis auditáveis.

As *State Public Utility Commissions* (PUCs) atuam em nível estadual, regulando infraestruturas locais, incluindo distribuição de gás natural e, em alguns casos, transporte intraestadual. Embora haja diversidade entre estados, muitas PUCs seguem lógica semelhante à da FERC, utilizando custos históricos como principal referência para definição da base de ativos. Em alguns casos, podem existir tratamentos específicos, como critérios de valor justo, mas o padrão dominante permanece ancorado em custos históricos.

O modelo norte-americano se destaca pela estabilidade, auditabilidade e forte conexão entre contabilidade regulatória e tarifas. Sua principal característica é a simplicidade conceitual em relação a modelos mais sofisticados de incentivo, ainda que com menor ênfase em mecanismos *ex ante* de eficiência quando comparado a modelos como RIIO ou TOTEX.

Em síntese, os Estados Unidos adotam um modelo de *cost of service* baseado em custos históricos líquidos, com alta rastreabilidade, forte uso de dados contábeis e estrutura tarifária modular. Trata-se de um dos modelos mais tradicionais e estáveis entre os *benchmarks* analisados.

5. Corroboração Internacional

5.1.1.5. África do Sul

A África do Sul apresenta um modelo regulatório relevante por combinar custo histórico, atualização inflacionária e soluções específicas para contextos de limitação de dados históricos.

A *National Energy Regulator of South Africa* (NERSA) é a autoridade reguladora responsável pelos setores de energia, incluindo gás canalizado e infraestrutura associada. No setor de gás, sua atuação busca equilibrar modicidade tarifária, segurança de abastecimento e incentivo ao desenvolvimento da infraestrutura.

A metodologia de valoração adotada pela NERSA é conhecida como *Trended Original Cost* (TOC). Essa abordagem parte do custo histórico original dos ativos e aplica atualização por índices de inflação, normalmente CPI, expressando os ativos em termos de preços correntes. O método preserva a lógica do custo histórico, mas incorpora atualização monetária, posicionando-se como uma solução intermediária entre custo histórico puro e custo corrente.

O modelo também prevê a amortização do ajuste inflacionário ao longo da vida útil remanescente dos ativos, em conjunto com a depreciação linear sobre o custo histórico original. Essa estrutura permite recuperação gradual do capital e reduz volatilidade tarifária.

Um aspecto relevante do modelo sul-africano é a possibilidade de criação de uma *Starter Regulatory Asset Base* (SRAB) para ativos sem histórico confiável. Nesses casos, a base inicial é definida com base em análise de prudência, sendo posteriormente atualizada conforme os princípios do TOC. Essa solução permite incorporar ativos ao regime regulatório mesmo diante de lacunas de informação.

O *Department of Mineral Resources and Energy* (DMRE) atua como órgão responsável pela formulação de políticas energéticas e diretrizes estratégicas. Embora não defina tarifas, exerce papel relevante na governança institucional, ao estabelecer diretrizes de política pública que orientam a atuação da NERSA.

Em síntese, o modelo sul-africano combina rastreabilidade, simplicidade relativa e atualização inflacionária. A metodologia TOC permite preservar a referência ao custo histórico, corrigindo parcialmente seus efeitos temporais, enquanto a SRAB oferece solução regulatória para ativos com informações históricas incompletas.

5.1.2. Comparativo entre as agências internacionais

A análise comparativa internacional dos modelos regulatórios aplicáveis ao transporte de gás natural permite identificar padrões consolidados na forma de valoração da BRA e na estruturação dos processos de revisão tarifária. Para esse fim, foram selecionadas jurisdições com elevada maturidade regulatória – incluindo Austrália, Reino Unido, Itália, Estados Unidos e África do Sul – cujas agências possuem experiência consolidada na regulação econômica de infraestruturas de rede intensivas em capital.

De forma geral, observa-se que, apesar das diferenças institucionais, os modelos adotados apresentam convergência relevante em torno de alguns princípios fundamentais: utilização de **bases de ativos explicitamente definidas, rastreáveis e auditáveis**; estruturação da receita regulatória por meio de modelos do tipo ***building blocks* ou *cost of service***; e implementação de mecanismos que asseguram a **recuperação eficiente dos investimentos ao longo do tempo**, preservando o **equilíbrio econômico-financeiro** das concessões e a **modicidade tarifária**.

Outro elemento comum refere-se à existência de **processos estruturados de revisão tarifária**, que combinam ciclos regulatórios periódicos com mecanismos de atualização contínua da base de ativos e dos parâmetros econômicos. Esses processos são, em geral, acompanhados por instrumentos de controle e governança que garantem a integridade das informações utilizadas na definição da receita permitida, reduzindo assimetrias informacionais e aumentando a previsibilidade regulatória.

Adicionalmente, verifica-se que, embora haja variações na forma de tratamento da inflação, nos mecanismos de incentivo à eficiência e na incorporação de novos investimentos, os modelos analisados

5. Corroboração Internacional

mantêm como premissa central a **vinculação direta entre a base de ativos e a formação da receita regulatória**. Esse aspecto reforça o papel da BRA como principal elemento estruturante da regulação econômica no setor de transporte de gás natural.

Nesse contexto, o quadro a seguir sintetiza as principais características dos modelos adotados em cada país, destacando, para cada agência ou entidade relevante, o tratamento conferido à base de ativos e o desenho dos mecanismos de revisão tarifária.

Tabela 3: Características dos Modelos por País

País	Modelo predominante de BRA	Tratamento da inflação	Estrutura tarifária	Revisão tarifária
Austrália	BRA com <i>roll forward</i>	Geralmente explícito, via atualização da base	<i>Building blocks</i>	Ciclos plurianuais com ajustes e reconciliações
Reino Unido	BRA indexada, com <i>roll forward</i>	Explícito, com indexação da base	<i>Building blocks</i> + RIIO + TOTEX	Ciclos plurianuais com ajustes anuais, incentivos e <i>re-openers</i>
Itália	BRA baseada em custos históricos	Explícito, com atualização regulatória	<i>Building blocks</i> + TOTEX/ROSS	Revisões periódicas com incentivos de eficiência
Estados Unidos	<i>Rate base</i> por <i>net original cost</i>	Não há indexação direta da base; inflação refletida no retorno nominal	<i>Cost of service</i>	Revisões por processos tarifários formais/ <i>event-driven</i>
África do Sul	TOC - custo histórico atualizado por inflação	Explícito, via CPI/ <i>inflation write-up</i>	<i>Building blocks</i> / <i>cost of service</i>	Revisões estruturadas com possibilidade de <i>clawback</i>

Fonte: EY

5.2. Benchmarks analisados e a ANP

A análise comparativa dos modelos regulatórios nacionais e internacionais permite avaliar em que medida a atuação da ANP, pode convergir ou divergir de práticas observadas em outros setores regulados e em jurisdições com experiência consolidada na regulação econômica de infraestruturas de rede.

De forma geral, a ANP vem avançando na estruturação de um modelo regulatório mais formalizado para o transporte de gás natural, especialmente a partir da adoção de uma lógica de *building blocks*, da definição de ciclos tarifários, da utilização de parâmetros econômicos como WACC e da centralidade conferida à BRA na formação da receita regulatória. Esse movimento aproxima a ANP de práticas observadas em outros setores regulados no Brasil e em mercados internacionais maduros.

A principal divergência não está no modelo regulatório geral, mas na metodologia específica de valoração dos ativos em discussão para determinados casos, especialmente o RCM. Enquanto a maioria dos *benchmarks* nacionais e internacionais utiliza metodologias baseadas em ativos, custos históricos, custos de reposição, *roll forward*, modelos de rede eficiente ou fluxos prospectivos, o RCM apresenta natureza retrospectiva, baseada na reconstrução da trajetória passada de recuperação de capital.

5. Corroboração Internacional

Essa distinção é relevante porque afeta diretamente a transparência, a auditabilidade, a previsibilidade e a complexidade do modelo. O RCM pode ser útil para tratar situações específicas, como elemento complementar de verificação no contexto de contratos com parâmetros auditáveis ou mesmo como elemento adicional para negociação de disputas de acesso, mas tende a apresentar desafios relevantes quando utilizado como metodologia estruturante para avaliação da BRA para fins de estabelecimento de tarifas reguladas, especialmente em setores com ativos antigos, heterogêneos e histórico informacional incompleto.

Sob essa perspectiva, a análise comparativa realizada não identificou, entre os benchmarks nacionais e internacionais avaliados, caso equivalente ao atualmente proposto pela ANP, no qual uma metodologia de reconstrução retrospectiva baseada predominantemente em premissas históricas seja utilizada como elemento central para definição da Base Regulatória de Ativos em um ambiente de regulação tarifária plena. Embora existam aplicações pontuais do RCM em contextos específicos da Austrália, tais experiências possuem finalidade distinta, escopo limitado ou papel complementar dentro do arcabouço regulatório. Dessa forma, a proposta em discussão apresenta características que, à luz dos benchmarks analisados, não encontram correspondência direta em modelos regulatórios consolidados.

6. Estrutura Metodológica Recomendada

A definição da BRA no setor de transporte de gás natural deve ser estruturada de forma a assegurar consistência econômica, segurança jurídica e estabilidade regulatória, elementos essenciais para a adequada formação de preços e para a viabilização de investimentos de longo prazo. Nesse sentido, a construção da metodologia de valoração da BRA deve evitar abordagens que impliquem reinterpretação retroativa de contratos ou reconstrução imprecisa de fluxos históricos, assegurando o respeito às condições sob as quais os investimentos foram originalmente realizados.

Sob a ótica econômica, a BRA deve refletir a efetiva capacidade dos ativos de gerar utilidade no sistema, de modo que a remuneração esteja diretamente associada à prestação contínua e eficiente do serviço de transporte. Ativos operacionais, tecnicamente adequados e ainda utilizados na prestação do serviço não podem ser considerados economicamente exauridos, uma vez que continuam a incorporar capital produtivo que sustenta a atividade regulada. A adoção de premissas que levem à exaustão artificial desses ativos compromete a coerência econômica do modelo, desincentiva a manutenção eficiente e introduz distorções na alocação de recursos.

Nesse contexto, a metodologia deve assegurar o equilíbrio entre evitar a dupla remuneração do capital e preservar o direito à recuperação do investimento ainda incorporado à infraestrutura. Esse equilíbrio é central para a legitimidade do modelo regulatório, uma vez que simultaneamente protege os usuários contra pagamentos indevidos e garante previsibilidade e atratividade para os investidores.

À luz desses fundamentos, recomenda-se a adoção de uma abordagem baseada na valoração econômica dos ativos, na qual a BRA corresponda ao valor da infraestrutura efetivamente utilizada na prestação do serviço, considerando sua condição operacional e sua capacidade de geração de benefícios ao sistema. A remuneração regulatória deve seguir a estrutura clássica de decomposição entre retorno sobre o capital investido e recuperação do capital ao longo do tempo por meio da depreciação, alinhando-se às melhores práticas internacionais e à experiência regulatória consolidada.

Essa abordagem apresenta vantagens relevantes quando comparada a metodologias baseadas na reconstrução de fluxos históricos, como o RCM, uma vez que reduz a dependência de premissas não observáveis, limita a arbitrariedade associada à alocação de receitas passadas e confere maior robustez e transparência ao modelo. Ao ancorar a definição da BRA em parâmetros econômicos e físicos dos ativos, o modelo torna-se mais aderente à realidade operacional da infraestrutura e menos sujeito a controvérsias interpretativas.

No que se refere à mensuração dos ativos, recomenda-se a adoção de uma **hierarquia metodológica clara**. O CRN usualmente é utilizado como **referência principal**, por refletir o custo econômico atual de reprodução da capacidade de prestação do serviço, incorporando evolução tecnológica, ganhos de eficiência e condições contemporâneas de mercado. Essa abordagem permite aproximar a base de remuneração do custo eficiente de provisão do serviço, contribuindo para a eficiência alocativa do setor. **Em complemento, admite-se o uso do CHCI**, com sua aplicação restrita a **ativos com registros contábeis confiáveis e menor defasagem temporal**, sendo tratado como uma **solução subsidiária, e não equivalente ao CRN**. Essa estrutura hierárquica permite conciliar rigor econômico com viabilidade prática de implementação.

A **determinação da BRA deve ainda incorporar de forma adequada a vida útil remanescente dos ativos**, assegurando que a depreciação reflita o consumo econômico efetivo da infraestrutura. O valor residual deve ser entendido como a parcela de capital ainda incorporada ao ativo, vinculada à sua capacidade de continuar prestando o serviço. Essa abordagem evita depreciações arbitrárias e reforça incentivos para a extensão da vida útil dos ativos, reduzindo a necessidade de investimentos prematuros e contribuindo para a modicidade tarifária.

Por fim, a transição para o novo modelo regulatório deve tratar os ativos existentes de forma consistente com sua origem econômica e contratual, evitando rupturas regulatórias. A definição da BRA deve concentrar-se no valor atual dos ativos e na sua função no sistema, sem recorrer à reconstrução *ex post* de fluxos financeiros como mecanismo de ajuste da remuneração futura. Essa abordagem assegura previsibilidade, reduz o risco regulatório e fortalece a coerência intertemporal do modelo.

6. Estrutura Metodológica Recomendada

A utilização de parâmetros observáveis e auditáveis reduz a dependência de reconstruções históricas complexas e amplia a previsibilidade dos resultados regulatórios, favorecendo maior estabilidade metodológica ao longo do tempo.

Em síntese, recomenda-se a adoção de um modelo baseado na valoração econômica dos ativos, com aplicação prioritária do CRN e uso subsidiário do CHCI, estruturado de modo a refletir a realidade operacional da infraestrutura, reduzir incertezas metodológicas e garantir equilíbrio entre eficiência econômica, segurança jurídica e sustentabilidade de longo prazo do setor.

7. RCM: Análise técnica e impactos

Considerando a nota técnica no 15/2026 e seus anexos, foi realizada uma análise técnica da aplicação do RCM no modelo desenvolvido pela ANP para os ativos da TAG. A análise parte da compreensão da estrutura lógica do modelo, com o objetivo de verificar como as principais variáveis – receitas, custos e despesas, impostos, investimentos e depreciação fiscal – foram consideradas para estimar a parcela de capital ainda não recuperada ao longo do período histórico considerado.

Nesse sentido, a revisão foi conduzida a partir do mapeamento do racional metodológico adotado para cada componente do cálculo. Esse processo contemplou a identificação das fontes de dados utilizadas, dos critérios de tratamento e alocação das informações, das premissas aplicadas em períodos com menor disponibilidade de dados e da forma como diferentes bases históricas foram combinadas na construção do fluxo de caixa regulatório.

Adicionalmente, foram verificados aspectos da modelagem que podem influenciar os resultados obtidos, especialmente em situações nas quais determinadas variáveis dependem de estimativas baseadas em informações indiretas, bases heterogêneas ou premissas definidas *ex post*. Tais elementos podem introduzir sensibilidade relevante na estimativa do capital recuperado e, consequentemente, o valor final da BRA.

Por fim, foram realizados testes de sensibilidade do modelo, com o objetivo de avaliar o grau de variação dos resultados diante de alterações nas principais premissas adotadas, bem como análises independentes para determinados componentes críticos do cálculo, utilizando dados históricos observáveis, fontes alternativas de informação e referenciais comparáveis. Esse conjunto de exercícios permitiu verificar a consistência dos resultados apresentados pelo modelo, bem como identificar a dependência em relação às premissas utilizadas e à qualidade e robustez das bases de dados que suportam a estimativa do capital ainda não recuperado.

7.1. Modelo elaborado pela ANP

A metodologia do RCM parte da reconstrução *ex post* da trajetória econômica dos ativos a partir de fluxos históricos de receita, custos operacionais, investimentos, tributos e custo de capital, tendo como ponto de partida o valor da base de ativos estimada pela ANP para a data-base de 2006. Trata-se, portanto, de uma abordagem que busca reconstruir a trajetória histórica de remuneração da infraestrutura ao longo do período analisado. Diferentemente das metodologias baseadas em ativos, o foco da análise recai sobre a reconstrução dos fluxos econômicos históricos para estimativa do capital remanescente.

Para isso, o modelo desenvolvido pela ANP organiza receitas, custos operacionais (OPEX), investimentos (CAPEX), tributos e custo de capital em uma reconstrução retrospectiva dos fluxos econômicos do período analisado. Nesse contexto, o valor residual da BRA é resultante dessa reconstrução, sendo determinado a partir da interação entre receitas historicamente estimadas, investimentos reconhecidos ao longo do período, custos operacionais, tributos e remuneração do capital.

No que se refere à construção das variáveis do modelo observa-se a utilização de diferentes fontes de dados e abordagens ao longo do período, incluindo informações contratuais, bases corporativas, demonstrações financeiras, parâmetros regulatórios e estimativas aplicadas em momentos de menor disponibilidade de dados. A tabela a seguir sintetiza as principais premissas adotadas, os critérios metodológicos utilizados pela agência e as respectivas fontes de informação empregadas na construção do modelo:

Tabela 4: Premissas e fontes da ANP

Componente	Descrição da Premissa	Fonte de Dados / Referência
CAPEX Cálculo do CRN (ativos pré-2006)	Estimativa dos ativos existentes antes de 2006 por meio do método do Custo de Reposição Novo, com base em custos unitários de construção (US\$/m-pol) obtidos de projetos comparáveis. Os valores são	Banco de dados <i>Historical Natural Gas Pipeline Projects</i> (EIA)

7. RCM: Análise técnica e impactos

Componente	Descrição da Premissa	Fonte de Dados / Referência
	depreciados para obtenção do valor dos ativos na data-base.	
CAPEX Depreciação técnica e VRD	Aplicação do método Ross-Heidecke sobre o CRN para determinação do valor depreciado dos ativos, considerando vida útil regulatória de 30 anos.	NBR 14653-1, Manual SPU, ano de início de operação dos gasodutos (sem referência à fonte desses dados)
CAPEX incremental (2006-2025)	Investimentos realizados após 2006 reconhecidos com base nos registros contábeis da transportadora, ativo por ativo, utilizando a base contábil.	Base de imobilizado da TAG
Alocação temporal do CAPEX	Os investimentos são reconhecidos predominantemente conforme a data de imobilização, e não pela data das autorizações regulatórias.	Critério metodológico adotado pela ANP na NT nº 15/2026
Baixas de ativos	Eventuais retiradas de ativos são consideradas pelo respectivo valor depreciado remanescente no momento da baixa.	Base de imobilizado da TAG e modelagem da ANP
Receita contratual	Calculada a partir da capacidade contratada, das tarifas de transporte previstas contratualmente e dos mecanismos de reajuste aplicáveis ao longo do período analisado, considerando os tributos incidentes para obtenção da receita líquida.	Contrato de Transporte da Malha Nordeste
Deduções sobre receita	Aplicação dos tributos incidentes sobre faturamento para obtenção da receita líquida utilizada na modelagem econômico-financeira.	Cláusulas contratuais e legislação tributária
OPEX	Série histórica composta por: (i) estimativa de custos para 2006-2007 com base em proxies derivadas dos dados de 2008; (ii) custos operacionais históricos da Petrobras/Transpetro para 2008-2017 ajustados por critérios de alocação; e (iii) custos efetivos informados pela TAG para 2018-2025. Adicionalmente, foram incorporados componentes de G&A e direito de passagem mediante fatores de rateio calculados a partir das demonstrações financeiras mais recentes da transportadora.	Sistema de Gestão da Petrobras e TAG (Demonstrações financeiras)
Tributos (IRPJ + CSLL)	Cálculo baseado no lucro antes dos impostos (LAIR), definido como receita líquida menos OPEX e depreciação fiscal, com aplicação de alíquota de 34%.	Legislação tributária (lucro real)
Depreciação fiscal	Depreciação linear dos ativos utilizando vida útil regulatória de 30 anos. A base é composta pelo CRN dos ativos pré-2006 e pelo CAPEX incremental realizado a partir de 2006.	CRN calculado (até 2006) e Base de imobilizado da TAG (a partir de 2007)

7. RCM: Análise técnica e impactos

Componente	Descrição da Premissa	Fonte de Dados / Referência
Taxa de retorno (WACC)	Taxa de retorno regulatória calculada com base nas metodologias vigentes em cada período: reconstrução anual dos parâmetros regulatórios para 2006-2013 (variando entre 6,86% e 11,87%), aplicação de taxa fixa de 7,15% para 2014-2018 e de 7,25% para 2019-2025, em termos reais e após impostos.	NT 027/2006, RANP nº 15/2014, NT 013/2019-SIM e NT nº 14/2026
Indexação da receita	Reajuste anual das tarifas pela variação do IGP-M, conforme mecanismo contratual previsto nos contratos de transporte.	Contrato de Transporte da Malha Nordeste.
Câmbio (R\$/US\$)	Conversão dos valores cotados em dólares utilizando a série PTAX do Banco Central do Brasil.	Banco Central do Brasil (PTAX).

Fonte: Adaptado Nota Técnica nº 15/2026 - ANP.

Verifica-se que, para a composição da receita, o cálculo é predominantemente construído a partir de parâmetros contratuais, incluindo capacidade contratada, tarifas de transporte e incidência de tributos

Os custos e despesas operacionais foram construídos a partir de diferentes bases de dados ao longo do período analisado. Para 2008-2017, foram utilizados dados oriundos de sistemas corporativos da Petrobras, complementados por ajustes relacionados a despesas gerais e administrativas e direitos de passagem. Para 2006 e 2007, diante da ausência de informações específicas, a ANP adotou estimativas baseadas nos custos observados em 2008.

De forma semelhante, os dados relativos aos investimentos combinam diferentes abordagens ao longo do tempo, incluindo estimativas baseadas em custo de reposição para ativos existentes até 2006 e dados contábeis a partir de 2007. A construção temporal desses investimentos é realizada com base nas datas de imobilização e/ou entrada em operação consideradas no modelo.

Além disso, o modelo considera premissas relacionadas à depreciação, à carga tributária e à taxa de retorno (WACC), sendo esta última particularmente relevante no contexto do RCM, dado que influencia, além da remuneração de capital, toda a recuperação ao longo do horizonte analisado.

Em conjunto, essas características evidenciam que o modelo combina fluxos históricos observados, estimativas retrospectivas e parâmetros financeiros normativos para reconstrução da trajetória econômica dos ativos ao longo do período analisado.

7.1.1. Teste de impacto das premissas

Com o objetivo de avaliar o comportamento do modelo do RCM adotado pela ANP frente a variações nas principais premissas, foi realizada análise de sensibilidade considerando alterações isoladas entre $\pm 5\%$ e $\pm 15\%$ nas variáveis de CAPEX, custos e despesas operacionais, receita e taxa de desconto, mantendo-se constantes os demais parâmetros do modelo.

Os resultados evidenciam o grau de dependência do valor estimado da BRA em relação às premissas adotadas. Conforme apresentado na Tabela 5, a receita se destaca como a variável de maior impacto sobre o resultado. Em um segundo nível de relevância situam-se os investimentos e a taxa de desconto, ambos com impactos de magnitude semelhante, seguidos pelos custos e despesas operacionais.

7. RCM: Análise técnica e impactos

Tabela 5: Sensibilidade do RCM em valores nominais (R\$ mil)

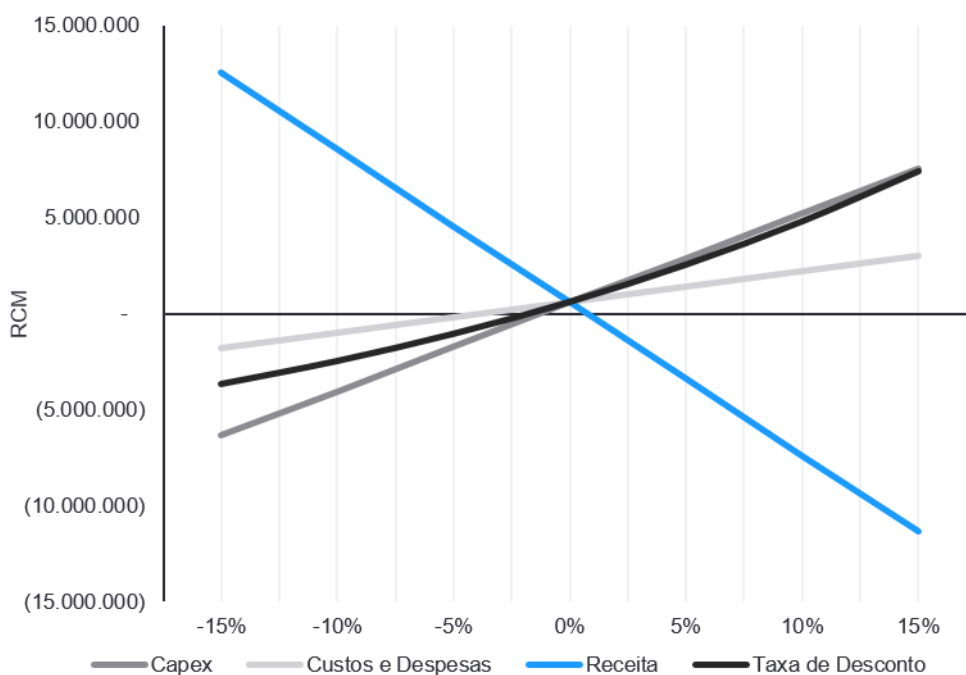
Varição da Premissa	Receita	Custos e Despesas	Capex	Taxa de Desconto
15%	-11.353	2.987	7.544	7.410
10%	-7.371	2.190	5.228	4.796
5%	-3.388	1.392	2.911	2.538
Cenário base (ANP)	595	595	595	595
-5%	4.578	-202	-1.721	-1.069
-10%	8.561	-1.000	-4.038	-2.487
-15%	12.543	-1.797	-6.354	-3.688

Fonte: EY.

De forma geral, observa-se que a variação das premissas apresenta comportamento aproximadamente linear em relação ao RCM, com impactos proporcionais às alterações aplicadas. Destaca-se, no entanto, a diferença de sinal entre as variáveis: aumentos na receita implicam redução do valor da BRA, enquanto variações positivas em CAPEX, OPEX e taxa de desconto resultam em elevação do valor estimado. Esse comportamento é consistente com a lógica do modelo, na medida em que maiores receitas aceleram a recuperação do capital investido, ao passo que maiores dispêndios tendem a ampliar a base de capital ainda não recuperada.

O Gráfico 1 ilustra de forma consolidada o impacto das variações nas premissas sobre o RCM, permitindo visualizar, de maneira comparativa, a sensibilidade do modelo a cada uma das variáveis analisadas. Observa-se que, para variações de mesma magnitude, a receita apresenta efeito substancialmente superior ao das demais variáveis, indicando elevada elasticidade do resultado em relação a essa premissa.

Gráfico 1: Impacto da variação das premissas sobre o RCM da ANP (R\$ mil)

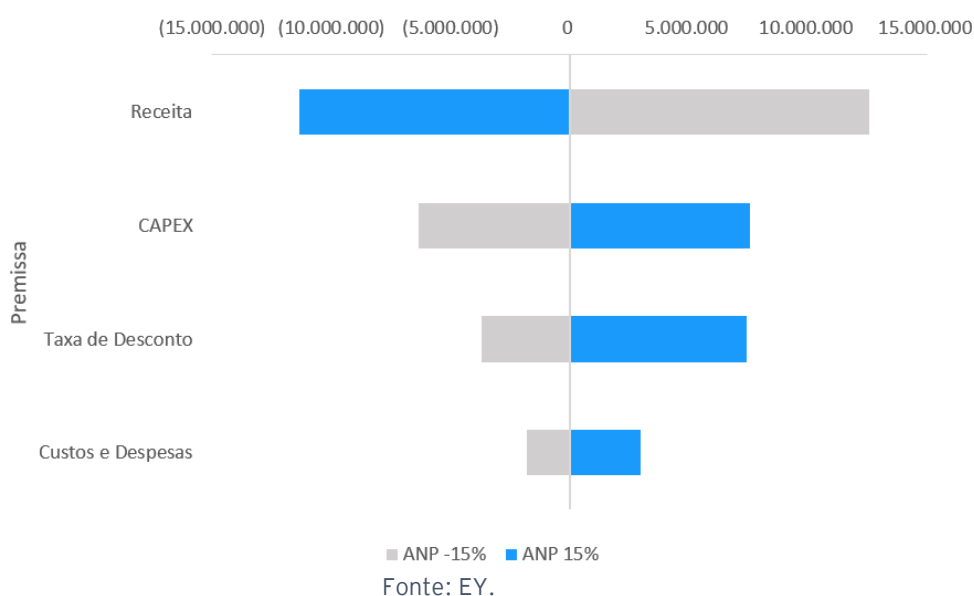


Fonte: EY.

7. RCM: Análise técnica e impactos

Adicionalmente, o Gráfico 2 evidencia a ordem de relevância das variáveis, confirmando a predominância da receita como principal direcionador do RCM, seguida pelo CAPEX e pela taxa de desconto, enquanto os custos e despesas operacionais apresentam impacto relativamente menor. A análise considera a variação de $\pm 15\%$ nas premissas avaliadas e demonstra que essa hierarquia permanece consistente ao longo dos diferentes níveis de sensibilidade considerados, reforçando a estabilidade relativa do comportamento do modelo sob diferentes cenários.

Gráfico 2: Premissas de maior impacto em ordem decrescente (R\$ mil)



A relevância da taxa de desconto decorre do fato de que, no modelo RCM, esse parâmetro influencia diretamente a remuneração do capital ao longo de toda a série histórica analisada. Como consequência, pequenas alterações na taxa adotada tendem a produzir efeitos acumulados relevantes sobre o valor residual estimado, ainda que a magnitude desses impactos permaneça inferior à observada para a variável receita.

Os resultados obtidos permitem inferir que mesmo variações moderadas nas premissas podem gerar impactos expressivos no valor estimado da BRA, evidenciando a sensibilidade do modelo e a importância da adequada definição dessas variáveis.

Por fim, ressalta-se que a confiabilidade dos resultados está diretamente associada à qualidade, consistência e transparência das informações utilizadas. A elevada sensibilidade observada reforça a importância da utilização de bases históricas consistentes, premissas transparentes e critérios metodológicos claramente documentados, uma vez que alterações relativamente pequenas nesses parâmetros podem produzir impactos relevantes na estimativa do capital remanescente.

7.1.2. Inconsistências e fragilidades identificadas

A partir do anexo disponibilizado no âmbito da consulta pública – “anexo-nt15-rcm-malha-nordeste-tag.xlsx” – foi realizada análise técnica do modelo elaborado pela ANP, com o objetivo de avaliar as fontes de dados utilizadas, examinar as premissas adotadas e verificar a sensibilidade dos resultados a variações nesses parâmetros. Nesse contexto, foram selecionadas as variáveis com maior influência sobre o modelo, considerando sua relevância na formação do fluxo de caixa e na estimativa do capital remanescente.

7.1.2.1. Receita

No componente de receita, o modelo da ANP adota uma reconstrução baseada predominantemente em parâmetros contratuais, incluindo capacidade contratada, tarifas de transporte e incidência de tributos, em

7. RCM: Análise técnica e impactos

vez da utilização direta dos fluxos financeiros efetivamente observados ao longo do período analisado. Como resultado, obtém-se uma série histórica de caráter reconstitutivo, cuja evolução decorre das premissas adotadas para representar as condições contratuais vigentes em cada exercício.

A construção dessa série ocorre por meio da aplicação das tarifas previstas contratualmente sobre os volumes anuais considerados no modelo, observados os mecanismos de reajuste estabelecidos nos contratos e os tributos incidentes. Para esse exercício, a Agência utilizou predominantemente informações extraídas dos contratos firmados para a malha de transporte, complementadas por parâmetros regulatórios e premissas metodológicas descritas na Nota Técnica nº 15/2026.

Nesse contexto, observa-se que a reconstrução da receita não decorre exclusivamente de informações efetivamente realizadas, mas de uma combinação de parâmetros contratuais e hipóteses metodológicas. Como consequência, os resultados obtidos estão diretamente relacionados às premissas adotadas para representar a evolução dos contratos ao longo do período analisado.

Adicionalmente, verificou-se a existência de outras bases de informações disponibilizadas pela própria ANP que permitem representar a evolução da receita por meio de abordagens alternativas. Entre essas bases encontram-se informações históricas relacionadas aos pagamentos efetivamente realizados, bem como dados públicos sobre capacidade de transporte e condições operacionais da malha ao longo do tempo.

Particularmente relevante é a denominada Receita FAP, mencionada pela própria ANP na Nota supracitada, que reflete valores efetivamente faturados e recebidos ao longo do período analisado. Embora essa informação esteja disponível e represente a dinâmica econômica efetivamente observada da atividade, ela não foi utilizada como referência principal para a reconstrução da receita no modelo do RCM, que permaneceu fundamentado predominantemente em parâmetros contratuais.

Além disso, a evolução física da infraestrutura ao longo dos anos demonstra que a capacidade da malha foi influenciada por ampliações, interligações e adequações operacionais implementadas em diferentes momentos. Tais alterações encontram respaldo em documentos públicos e registros setoriais que evidenciam mudanças relevantes na configuração e no desempenho operacional do sistema. Nesse contexto, a utilização exclusiva de parâmetros contratuais pode representar apenas parcialmente a evolução efetivamente observada da infraestrutura ao longo do período.

A comparação entre as diferentes bases de receita evidencia divergências ao longo da série histórica analisada. Embora nem sempre expressivas em termos absolutos, essas diferenças demonstram que os resultados são sensíveis às fontes de informação utilizadas para reconstrução da receita, especialmente nos períodos em que há menor disponibilidade de dados diretamente observáveis.

Com o objetivo de avaliar os efeitos dessas escolhas metodológicas, foram realizados testes de sensibilidade considerando conjuntos alternativos de informações. Os exercícios contemplaram tanto ajustes nas capacidades consideradas a partir de informações públicas disponibilizadas pela própria ANP quanto a utilização de valores de receita efetivamente observados e reportados pela Agência.

Os resultados obtidos demonstram que alterações relativamente limitadas nos parâmetros considerados podem produzir impactos relevantes na estimativa do capital remanescente. Esse comportamento evidencia a elevada sensibilidade do modelo à variável receita e reforça a importância da rastreabilidade, transparência e consistência das informações utilizadas em sua reconstrução.

7. RCM: Análise técnica e impactos

Tabela 6: Comparativo Receitas em valores nominais entre 2006 e 2025 (R\$ mil)

Ano	RCM ANP	Pagamento realizado ANP ²	Receita Calculada ⁴³
2006	473.050	421.973	375.460
2007	484.784	397.213	435.203
2008	585.966	564.118	537.183
2009	689.594	739.558	666.206
2010	685.703	725.105	654.752
2011	772.031	772.707	772.031
2012	820.965	658.793	820.965
2013	885.150	746.686	885.150
2014	933.927	995.185	933.927
2015	968.349	1.079.668	968.349
2016	1.070.405	1.136.495	1.070.405
2017	1.147.184	1.222.537	1.147.184
2018	1.141.208	1.205.398	1.141.208
2019	1.227.220	1.260.870	1.227.220
2020	1.316.855	1.336.827	1.316.855
2021	1.621.553	1.391.958	1.621.553
2022	1.909.918	1.691.380	1.909.918
2023	2.014.033	1.703.442	2.014.033
2024	1.949.962	1.822.502	1.949.962
2025	2.077.448	2.077.448 ³⁴	2.077.448
Total	22.775.301	21.949.863	22.525.010
Desvio vs. ANP	-	-3,6%	-1,1%

Fonte: ANP e TAG.

Observa-se que as diferenças acumuladas alcançam aproximadamente -1,1% em relação à série reconstruída pela ANP quando considerada a Receita FAP e -3,6% quando utilizada a série reconstruída a partir de dados públicos disponibilizados pela própria Agência. Embora parte dessas diferenças seja concentrada nos anos iniciais da série histórica, os resultados evidenciam a sensibilidade do modelo à escolha da base de receita utilizada.

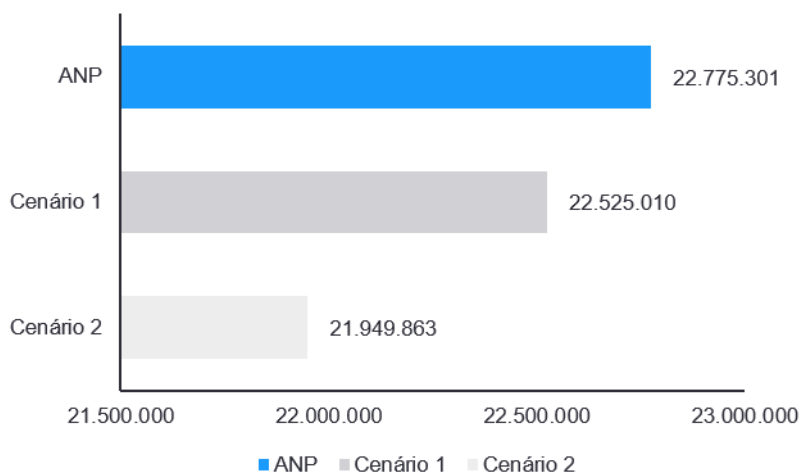
² Receita divulgada pela ANP sobre o pagamento efetivo para a Petrobras/FAP.

³ Dados públicos divulgados no site da ANP.

⁴ Receita para o ano de 2025 não divulgada, para fins de cálculos, consideramos o valor calculado da ANP para este ano.

7. RCM: Análise técnica e impactos

Gráfico 3: Variação da receita dos cenários propostos (R\$ mil)



Fonte: EY.

Por fim, observa-se que diferentes abordagens para reconstrução da receita conduzem a resultados distintos para o RCM, indicando que a definição da base informacional utilizada constitui um dos principais fatores de influência sobre a estimativa do capital remanescente. Dessa forma, a variável receita se destaca não apenas pela magnitude de seus impactos, mas também pela relevância das premissas e fontes de dados consideradas em sua construção.

Considerando que a receita representa a variável de maior influência sobre os resultados do modelo, a escolha da base informacional utilizada para sua reconstrução assume papel particularmente relevante para a robustez das estimativas produzidas pelo RCM.

7.1.2.2. Custos e despesas

No que se refere aos custos e despesas operacionais, observa-se que a série histórica de OPEX adotada pela ANP foi construída a partir de diferentes fontes de informação e metodologias ao longo do período analisado. Como consequência, a variável incorpora dados com níveis distintos de observabilidade, rastreabilidade e detalhamento, refletindo as limitações de informação disponíveis em cada momento da série histórica.

Para os exercícios de 2006 e 2007, diante da indisponibilidade de dados específicos, a ANP utilizou uma abordagem baseada em proxy, estimando os custos operacionais a partir de um valor unitário por quilômetro calculado com base nos dados observados em 2008. Esse procedimento permitiu reconstruir os custos dos períodos anteriores, porém pressupõe que a estrutura operacional observada em 2008 seja representativa dos exercícios precedentes.

Para o período de 2008 a 2017, a reconstrução passou a se apoiar predominantemente em informações disponibilizadas pela Petrobras, especialmente aquelas relacionadas aos serviços de operação e manutenção prestados pela Transpetro. Conforme descrito na documentação analisada, esses dados foram extraídos de sistemas corporativos internos e posteriormente utilizados pela ANP na composição da série histórica de custos.

Entretanto, os valores considerados correspondem a informações agregadas, sem detalhamento suficiente para permitir a identificação individual dos componentes de custo ou sua vinculação direta a atividades específicas da malha. Adicionalmente, por se tratar de informações oriundas de bases corporativas de acesso restrito, sua verificação independente torna-se limitada, reduzindo a transparência e a rastreabilidade da reconstrução histórica.

7. RCM: Análise técnica e impactos

A própria Nota Técnica nº 15/2026 reconhece limitações associadas a essa base de dados ao mencionar que determinadas informações disponibilizadas podem não representar integralmente o conjunto dos custos relacionados à operação da malha, demandando procedimentos adicionais de complementação e ajuste.

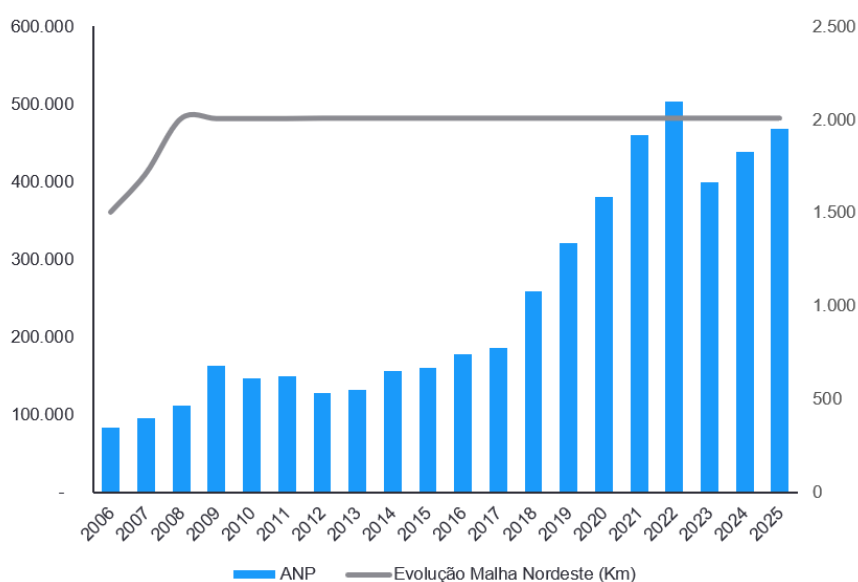
Nesse contexto, a ANP incorporou estimativas adicionais para componentes não segregados na base original, particularmente despesas gerais e administrativas (G&A) e custos associados ao direito de passagem. Para tanto, foram utilizados percentuais de rateio derivados de períodos posteriores da série histórica, os quais foram aplicados retrospectivamente aos anos anteriores. Embora esse procedimento permita a construção de uma série contínua, os resultados permanecem dependentes das premissas utilizadas na definição desses fatores de alocação.

A partir de 2018, observa-se convergência entre os valores considerados no modelo e aqueles reportados nas demonstrações financeiras da própria TAG, refletindo a utilização de informações mais diretamente observáveis e associadas à operação da transportadora.

Adicionalmente, observa-se que a Nota Técnica nº 15/2026 não apresenta detalhamento específico para determinados componentes potencialmente relevantes da estrutura de custos operacional, incluindo aqueles associados aos sistemas de compressão (SCOMPs) e eventuais contratos de locação relacionados a essas instalações. Considerando o papel desses sistemas na manutenção da capacidade operacional da malha, a ausência de detalhamento sobre seu tratamento metodológico limita a avaliação da abrangência dos custos efetivamente contemplados na reconstrução histórica.

Além disso, foi realizada uma análise comparativa entre a evolução dos custos históricos e a evolução da extensão da Malha Nordeste, apresentados pela ANP, ao longo do período de 2006 a 2025. Os resultados evidenciam um descompasso relevante entre as duas trajetórias, especialmente após a privatização dos ativos. Embora a quilometragem da malha tenha permanecido praticamente inalterada desde 2008, os custos observados apresentaram crescimento expressivo ao longo do período, culminando em uma mudança significativa de patamar a partir de 2018.

Gráfico 4: Evolução do OPEX versus malha (R\$ mil)



Fonte: Adaptado ANP.

A gráfico X evidencia uma alteração relevante na trajetória dos custos da Malha Nordeste após o processo de privatização ocorrido entre 2018 e 2019. Ao longo de praticamente todo o período analisado, a extensão da malha permaneceu estável em aproximadamente 2.008 km, sem expansões materiais que indicassem

7. RCM: Análise técnica e impactos

mudanças significativas na escala física da infraestrutura operada. Apesar disso, observa-se uma elevação expressiva dos custos e despesas a partir de 2018, que passaram de aproximadamente R\$ 186 milhões naquele ano para valores superiores a R\$ 460 milhões nos anos mais recentes.

A comparação entre a evolução da infraestrutura e dos custos sugere uma mudança no padrão histórico observado. Enquanto a extensão da rede permaneceu praticamente inalterada por mais de uma década, os custos registraram crescimento substancial, particularmente após a transferência dos ativos para a iniciativa privada. Entre 2018 e 2025, por exemplo, os custos aumentaram cerca de 152%, sem que tenham sido identificadas alterações relevantes na extensão da malha capazes de, isoladamente, justificar a magnitude desse incremento.

Nesse contexto, a série histórica indica a existência de uma possível descontinuidade entre os períodos pré e pós-privatização, caracterizados por níveis de custos significativamente distintos. Tal comportamento sugere que os custos observados antes da transferência dos ativos podem não refletir integralmente as condições operacionais verificadas posteriormente. Assim, as diferenças observadas entre os dois períodos recomendam cautela na utilização dessas séries históricas como referência para fins de comparação, estimativa ou projeção regulatória.

Com o objetivo de avaliar a materialidade das premissas adotadas na reconstrução do OPEX, foram realizadas análises de sensibilidade considerando abordagens alternativas para estimativa dos custos históricos:

- No primeiro cenário, foram utilizados os custos e despesas operacionais observados nas demonstrações financeiras da TAG para o período de 2018 a 2025, com posterior reconstrução dos exercícios anteriores por meio da aplicação de índices históricos, buscando representar uma trajetória consistente baseada em informações auditadas.
- No segundo cenário, foi considerada a participação relativa dos custos de operação e manutenção (O&M) e das despesas administrativas. Esta foi reconstruída com base nas demonstrações financeiras das entidades responsáveis pela operação dos ativos em cada período, utilizando-se as informações disponíveis para os anos de 2008 a 2017 e estimativas para 2006 e 2007 fundamentadas nos dados observados em 2008, somados aos valores de aluguéis de SComps e do Ponto de Entrada TermoFortaleza a partir da análise dos instrumentos contratuais vigentes em cada período. Observou-se que, após 2023, as SComps passaram a integrar a base patrimonial da transportadora em decorrência de sua aquisição, deixando, portanto, de gerar despesas de aluguel, enquanto o contrato do Ponto de Entrada TermoFortaleza foi encerrado em 2024, não compondo os custos considerados para 2025. Para a alocação dos custos à malha objeto da análise, foram examinadas as demonstrações financeiras e demais documentos disponíveis para cada período, aplicando-se critérios de rateio fundamentados na extensão da malha dutoviária, com exclusão de custos não diretamente atribuíveis ao sistema avaliado e incorporação das despesas gerais e administrativas pertinentes. Adicionalmente, foram adotados procedimentos de segregação destinados a assegurar a consistência da base analisada, evitando a incorporação de custos associados a ativos, sistemas ou estruturas contratuais não integrantes da malha considerada, incluindo aqueles relacionados ao GASENE e a outros ativos que não compunham a infraestrutura objeto da análise nos períodos avaliados.

Apresentamos nas tabelas abaixo, a análise realizada para o contexto dos valores de aluguéis (SComps/PTE):

Tabela 7: Dados SCOMPs/PTE em valores nominais (R\$ mil)

SCOMPs/PTE	Contrato	Vigência	Valor
CATU	6911.0000506.12.2	2012 a 2023	81.826
PILAR	6911.0000632.13.2	2014 a 2023	131.395

7. RCM: Análise técnica e impactos

SCOMPS/PTE	Contrato	Vigência	Valor
SANTA RITA	6911.0000523.12.2	2012 a 2023	24.945
MACAÍBA	6911.0000523.12.2	2012 a 2023	42.444
ARACATI	6911.0000523.12.2	2012 a 2023	22.215
TERMOFORTALEZA	6911.0000820.18.2	2018 a 2024	14.200

Fonte: EY.

Após a inclusão de tais informações no contexto da formação de custos e despesas é possível indicar que os valores observados evidenciam diferenças relevantes entre os cenários analisados, especialmente nos períodos em que a reconstrução depende de proxies, estimativas ou informações indiretas. Em contrapartida, observa-se maior convergência nos períodos em que os custos passam a ser suportados diretamente por informações divulgadas pela transportadora.

Tabela 8: Comparativo OPEX em valores nominais (R\$ mil)

Ano	OPEX ANP	Deflação das DFs ⁵	OPEX Recalculado ⁶
2006	84.157	205.684	86.213
2007	95.738	213.564	91.342
2008	112.227	230.125	120.656
2009	163.295	252.695	148.054
2010	146.819	248.350	153.917
2011	149.643	276.471	189.372
2012	127.870	290.562	203.047
2013	131.722	313.279	200.157
2014	155.880	330.543	224.956
2015	161.097	342.726	259.520
2016	177.781	378.846	290.401
2017	185.627	406.021	323.591
2018	259.249	259.249	292.236
2019	321.433	321.433	356.569
2020	380.415	380.415	410.001
2021	460.431	460.431	495.463
2022	503.867	503.867	540.202
2023	399.619	399.619	422.651

⁵ Dados deflacionados das demonstrações financeiras dos períodos 2018-2025.

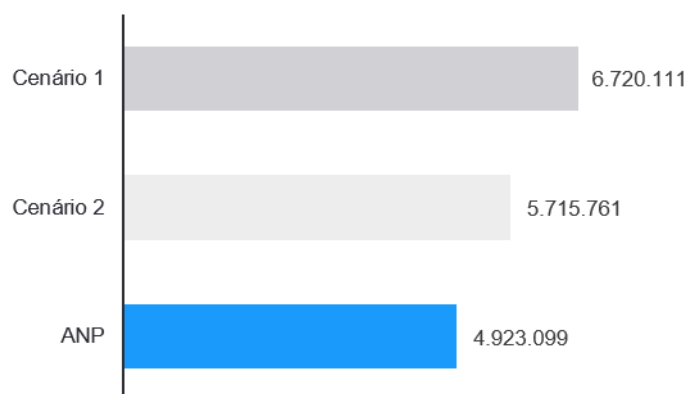
⁶ Reconstrução dos valores de DFs com rateio pela quilometragem da malha e SCOMPS.

7. RCM: Análise técnica e impactos

Ano	OPEX ANP	Deflação das DFs ⁵	OPEX Recalculado ⁶
2024	438.484	438.484	439.666
2025	467.746	467.746	467.746
Total	4.923.099	6.720.111	5.715.761
Desvio vs. ANP	-	36,50%	16,10%

Fonte: ANP e TAG.

Gráfico 5: Valores de OPEX dos cenários propostos (R\$ mil)



Fonte: EY.

De forma geral, os resultados indicam que a qualidade das bases de dados utilizadas e as premissas adotadas exercem influência relevante sobre os valores estimados de OPEX e, consequentemente, sobre os resultados do RCM. A utilização de informações observáveis e auditáveis tende a proporcionar maior rastreabilidade e transparência ao processo de reconstrução histórica, reduzindo a dependência de hipóteses adicionais e aumentando a robustez dos resultados obtidos.

Embora os impactos observados sejam inferiores aos da receita, CAPEX e taxa de desconto, a presença de estimativas retrospectivas, proxies e critérios de alocação indireta evidencia a dependência do modelo em relação à qualidade e à rastreabilidade das informações históricas disponíveis.

7.1.2.3. CAPEX

No que se refere aos investimentos (CAPEX), observa-se que o modelo elaborado pela ANP reconstrói a série histórica a partir de distintas abordagens metodológicas, aplicadas conforme o período de realização dos ativos e a disponibilidade das informações. De forma geral, verifica-se a utilização combinada de valores históricos de investimento e estimativas baseadas em custos de reposição, resultando em uma série construída a partir de critérios diversos ao longo do tempo.

A reconstrução do CAPEX foi estruturada a partir de cinco dimensões principais: (i) definição da base de custo – CRN, (ii) temporalização dos investimentos, (iii) ajustes na base de ativos, (iv) tratamento econômico dos ativos, incluindo depreciação técnica e composição da infraestrutura.

(i) Base de custos - CRN

Para os ativos anteriores a 2006, a ANP adota como referência o Valor Remanescente Depreciado (VRD), calculado a partir da estimativa do CRN, ajustado por depreciação técnica. Conforme apresentado na Nota Técnica nº 15/2026, tal abordagem é utilizada em função da ausência de uma base histórica consolidada e

7. RCM: Análise técnica e impactos

auditada para esses ativos, sendo necessário estimar valores referenciais para a data-base de 2006. Os valores unitários, originalmente em dólar americano (USD), foram convertidos para reais (BRL) considerando a data-base adotada no modelo, conforme parâmetros estabelecidos pela ANP, mas sem informação detalhada de fonte de conversão cambial na Nota Técnica. A partir dessa base, aplicou-se o método de depreciação técnica de Ross-Heidecke, com o objetivo de estimar o valor remanescente dos ativos na data de referência.

Nesse contexto, observa-se que a mensuração da base inicial por CRN concentra-se predominantemente nos gasodutos, a partir de variáveis físicas como extensão e diâmetro, não sendo explicitamente evidenciada a incorporação integral de demais instalações necessárias à operação da infraestrutura, que já estariam em operação no início de 2006, conforme apontado pela própria ANP – tais como estações, sistemas auxiliares e componentes operacionais associados. Cabe ressaltar que a Nota Técnica nº 015/2019 da própria ANP, que trata de fundamentos conceituais da base de ativos regulatória, estabelece que a valoração deve considerar o conjunto integrado dos ativos requeridos para a prestação do serviço, incluindo instalações auxiliares, fornecendo referência conceitual para avaliação da abrangência da base considerada.

Dessa forma, verifica-se que a metodologia utilizada pela ANP para a estimativa do CRN, embora estruturada e rastreável, desconsidera fatores determinantes para a adequada mensuração dos custos de implantação e reposição dos ativos. Entre esses fatores, destacam-se aspectos técnicos e locacionais, como método construtivo, tipo de solo, topografia, densidade demográfica, normativas locais, quantidade de pontos de entrega, bem como especificidades de projeto (material, espessura, pressão, revestimento, travessias, entre outros), além de diferenças estruturais de custos entre países, incluindo mão de obra, materiais, equipamentos e encargos.

De forma particularmente relevante, observa-se a ausência de ajustes relacionados à nacionalização dos custos de implantação, tais como impostos de importação, custos logísticos, fretes e demais encargos associados à internalização de bens e serviços no contexto brasileiro. Essa omissão é especialmente crítica, uma vez que tais componentes representam parcela significativa do custo efetivo de construção de infraestrutura dutoviária no país e são inerentes à viabilidade econômica dos projetos.

Importante mencionar que, estudos da própria ANP, baseados em projetos realizados no Brasil, demonstram que a formação de custos no contexto nacional reflete condições específicas de mercado, projeto e ambiente regulatório. Nesse contexto, a literatura de engenharia de custos admite a aplicação de fatores de localização para ajuste de referências internacionais, os quais podem representar acréscimos relevantes – tipicamente na ordem de 20% a 40% – para refletir as condições efetivas de implantação em cada jurisdição.

A não consideração desses elementos implica que os valores de referência utilizados no modelo não refletem as condições reais de mercado e de implementação no contexto nacional, podendo resultar em subestimação do custo de reposição dos ativos. Nesse sentido, a utilização de parâmetros não ajustados à realidade brasileira compromete a aderência econômica do CRN, ao desconsiderar diferenças estruturais relevantes de formação de custos entre jurisdições, limitando a metodologia adotada, na medida em que reduz a representatividade dos valores estimados e pode introduzir distorções significativas na base de cálculo da BRA, afastando-a dos dispêndios efetivamente necessários para a reposição da infraestrutura em condições equivalentes.

Dessa forma, com o objetivo de sensibilizar essa premissa, considerando fontes de informação pública, nacional, rastreável, realizamos uma análise a partir do reajuste no cálculo do CRN utilizando referências nacionais de custos, incluindo:

- o estudo técnico da ANP sobre custos de implantação de oleodutos e gasodutos (NT nº 015/2019-SIM), ajustado para a data-base;

7. RCM: Análise técnica e impactos

- documentos disponíveis publicamente no site da ANP, relativos a processos recentes de construção de pontos de entrega, como autorizações de construção, orçamentos e demais anexos;
- bases públicas de custos de construção, como TCPO e SINAPI;
- banco de dados técnico com orçamentos de fornecedores do setor.

A adoção dessas referências buscou assegurar que as estimativas refletissem as condições do mercado brasileiro, considerando as particularidades construtivas dos ativos, as características técnicas da infraestrutura e os custos praticados no contexto nacional.

Em termos comparativos, observa-se que os custos unitários apurados a partir dessas fontes são superiores àqueles obtidos com base nos *benchmarks* internacionais empregados no modelo da ANP, conforme ilustrado na tabela abaixo. Esse resultado evidencia diferenças relevantes decorrentes tanto da abrangência geográfica quanto da natureza das bases de referência utilizadas, sugerindo que a adoção de parâmetros nacionais tende a capturar de forma mais aderente as condições efetivamente observadas no mercado brasileiro.

Tabela 9: CRN por Gasoduto (R\$ mil)

Gasoduto	CRN ANP	CRN Sensibilizado ⁷	Desvio (%)
Candeias-Camaçari (CAN-CAM) 12"	48.840	66.947	37%
Guamaré-Cabo (NORDESTÃO)	555.588	761.569	37%
Santiago-Camaçari (SAN-CAM) 18"	68.174	93.449	37%
Guamaré-Pecém (GASFOR)	503.913	636.391	26%
Pilar-Cabo (GASALP)	267.708	366.959	37%
Ramal FAFEN-SERGAS ⁸	23.071	-	-100%
Loop do Nordeste ⁸	41.627	-	-100%
Ramal Termopernambuco	19.321	26.484	37%
Ramal Termofortaleza ⁸	1.986	-	-100%
Ramal Aracati	3.252	3.672	13%
Ramal Santa Rita	26.164	29.547	13%
EDG CAMAÇARI	-	38.877	0%
Total	1.559.642	2.023.895	30%

Fonte: Adaptado modelo "anexo-nt15-rcm-malha-nordeste-tag.xlsx" da ANP / EY

(ii) Alocação Temporal dos Investimentos

Para os investimentos realizados entre 2007 e 2025, a ANP utiliza predominantemente registros contábeis associados aos ativos incorporados à base de investimentos. Nesses casos, os valores passam a ser reconhecidos, preponderantemente, conforme as datas consideradas pelo modelo de sua imobilização. Essa base apresenta maior nível de granularidade em relação aos períodos anteriores, em função da disponibilidade de informações sob a estrutura operacional atual da transportadora.

⁷ Considera os valores unitários de Gasodutos da Nota Técnica nº 015/2019-SIM, e as estimativas da EY para as demais instalações.

⁸ Os ajustes a base de ativos, referentes aos ramais Fafen-Sergas, Loop do Nordeste e Termofortaleza são descritos mais a frente na dimensão (iii).

7. RCM: Análise técnica e impactos

Sob a ótica econômica, contudo, o valor lançado no momento de reconhecimento contábil ou mesmo no início da utilização operacional dos ativos não reflete a curva dos desembolsos. Como consequência, a trajetória temporal dos investimentos considerada pelo modelo difere da dinâmica econômica efetivamente observada ao longo do período analisado.

Essa questão assume relevância no contexto do RCM, uma vez que a alocação temporal dos investimentos influencia diretamente o cálculo da recuperação e da remuneração de capital ao longo do tempo.

Adicionalmente, verificou-se que a Nota Técnica nº 15/2026 não apresenta detalhamento específico sobre os critérios utilizados para definição de determinadas datas empregadas na série histórica de investimentos. Nesse contexto, foram comparadas as datas consideradas pela ANP com as informações constantes nas Autorizações de Operação emitidas pela própria Agência.

Sendo assim, a análise de sensibilidade adotou como diretriz principal a priorização de referências diretamente associadas ao contexto brasileiro, bem como de informações documentais relacionadas à evolução efetiva dos ativos da malha, buscando reduzir a dependência de *benchmarks* internacionais e de inferências indiretas.

Conforme apresentado abaixo, foram identificados casos em que as datas adotadas pelo modelo diferem das datas formalmente registradas nas respectivas Autorizações de Operação, incluindo situações em que as diferenças superam dois anos. Em metodologias retrospectivas como o RCM, diferenças dessa natureza podem alterar a trajetória de remuneração e recuperação do capital ao longo da série histórica.

Tabela 10: Relação de Autorizações de Operação das obras

Gasoduto	Data RCM ANP	Data AO	Referência da AO
Guamaré-Pecém (GASFOR)	2000	2000	Autorização ANP nº 45/2000
Açu-Serra do Mel (GASMEI)	2008	2008	Autorização nº 16/2008
Ramal FAFEN-SERGAS	2001	2009/2010 ⁹	Autorização nº 444/2009 e Autorização nº 8/2010
EDG Aratu	2010 ¹⁰	2010	Autorização nº 41/2010
Gasoduto Atalaia-Itaporanga	2007 ¹¹	2007	Autorização nº 86/2007
Pilar-Cabo (GASALP)	2001	2001	Autorização nº 120/2001
EDG Atalaia	2011 ¹⁰	2010	Autorização nº 123/2010
Ramal Termopernambuco	2003	2003	Autorização nº 250/2003
EDG São Francisco do Conde	2008 ¹⁰	2008	Autorização nº 244/2008
Itaporanga-Carmópolis	2008	2007	Autorização nº 298/2007

⁹ O Ramal foi aberto em trechos, então possui duas AO's.

¹⁰ De acordo com os valores de registro indicados na BRA.

¹¹ O gasoduto Atalaia-Itaporanga consta com ano de ativação em 2007 na aba "Evolução Malha Nordeste (KM)" do arquivo "anexo-nt15-rcm-malha-nordeste-tag.xlsx", porém não é considerado na composição do CAPEX na aba de RCM.

7. RCM: Análise técnica e impactos

Gasoduto	Data RCM ANP	Data AO	Referência da AO
Catu-Itaporanga	2008	2008	Autorização nº 421/2008
Carmópolis Pilar	2007	2007	Autorização nº 299/2007
Ramal Aracati	2004	2004	Autorização nº 329/2004
Ramal Santa Rita	2005	2005	Autorização nº 370/2005
EDG Catu	2009 ¹⁰	2007	Autorização nº 409/2007
EDG Pilar	2009 ¹⁰	2008	Autorização nº 450/2008
Loop do Nordeste	2001	2010	Autorização nº 561/2010
EDG Camaçari	-	1980	Note Técnica ANP 08/2026
Candeias-Camaçari (CAN-CAM) 12"	1981	1981	Autorização nº 07/1998
Guamaré-Cabo (NORDESTÃO)	1986	1986	Autorização nº 07/1998
Santiago-Camaçari (SAN-CAM) 14"	1975	1975	Autorização nº 07/1998
Santiago-Camaçari (SAN-CAM) 18"	1992	1992	Autorização nº 07/1998
Sergipe-Bahia (GASEB)	1974	1974	Autorização nº 07/1998

Fonte: Adaptado ANP.

(iii) Ajustes adicionais da base de ativos

Além das questões relacionadas à mensuração e à alocação temporal dos investimentos, foram identificadas situações específicas envolvendo a composição da base de ativos utilizada no modelo.

No caso dos ramais FAFEN-SERGAS e do Loop do Nordeste, verificaram-se divergências entre as datas de entrada em operação consideradas no modelo e aquelas constantes das respectivas Autorizações de Operação emitidas pela ANP. Embora determinados ativos tenham sido considerados como integrantes da base pré-2006, a documentação analisada indica entrada em operação apenas entre 2009 e 2010. Em função disso, na análise de sensibilidade realizada, esses investimentos foram reclassificados como CAPEX histórico, sendo reconhecidos a partir das respectivas datas de entrada em operação.

Por outro lado, para a EDG Camaçari, observou-se situação inversa. Essa estação não foi considerada pela ANP no cálculo do CRN de 2006. Contudo, de acordo com a nota técnica nº 08/2026, a Agência indica que sua entrada em serviço ocorreu em 1980. Dessa forma, na análise de sensibilidade, os ativos que compõe a estação, e discriminados a partir da Autorização nº 83/2022 passaram a ser considerados no cálculo do CRN.

Adicionalmente, verificou-se que o Gasoduto Atalaia-Itaporanga não foi considerado no cálculo do CAPEX apresentado pela ANP no modelo disponibilizado para consulta pública. A análise realizada sugere que essa exclusão pode estar associada a uma inconsistência de parametrização do modelo, motivo pelo qual foi desenvolvida sensibilidade contemplando sua inclusão.

7. RCM: Análise técnica e impactos

Por outro lado, observou-se que o Gasoduto Pilar-Ipojuca foi considerado pela ANP na composição da base de investimentos. Entretanto, de acordo com as informações disponibilizadas pela Administração, esse ativo não integra a Malha Nordeste objeto da presente análise. De maneira análoga, o Ramal Termofortaleza, também considerado na composição da base de investimentos da ANP, não pertence à TAG, sendo alugado da Transpetro por meio do Contrato nº 6911.0000820.18.2. Dessa forma, foi realizada uma sensibilidade considerando a exclusão desses ativos da base de CAPEX utilizada no modelo.

Além disso, notou-se que, havia duas denominações para o Gasoduto Sergipe-Bahia (GASEB) na BRA, utilizada como base de dados do custo contábil histórico dos desembolsos realizados no período de 2007 a 2025. Essa duplicidade na denominação do gasoduto fez com que investimentos realizados em maio de 2025 nas tubulações fossem enquadrados como "Core CAPEX", em vez de adições ao imobilizado ("RepeX"), o que resultou na não consideração de aproximadamente R\$ 1,8 milhão em investimentos. Dessa maneira, foi realizada a sensibilidade considerando esses investimentos como adições de CAPEX.

Por fim, também foi realizada análise específica relacionada aos ativos classificados como *linepack*. Conforme informado pela TAG, tais ativos possuem mecanismo próprio de remuneração estabelecido em instrumento contratual específico, razão pela qual foram excluídos da base considerada na análise de sensibilidade desenvolvida neste estudo.

(iv) Método de depreciação

Por fim, para a conversão do CRN em VRD, foi mantida a metodologia de depreciação Ross-Heidecke, em linha com a abordagem utilizada pela ANP na Nota Técnica nº 15/2026. A utilização dessa metodologia permite refletir a perda de valor dos ativos ao longo de sua vida útil, considerando simultaneamente fatores relacionados à idade e ao estado de conservação dos bens.

Para fins de comparabilidade com as premissas regulatórias vigentes, foi preservada a vida útil regulatória de 30 anos utilizada pela ANP. Dessa forma, os resultados apresentados incorporam as estimativas de CRN calculadas pela EY com base nas referências nacionais de custos e nos ajustes metodológicos anteriormente descritos, sendo a conversão para VRD realizada por meio da aplicação da curva de depreciação Ross-Heidecke e vida útil regulatória.

Tabela 11: VRD sensibilizado (R\$ mil)

Gasoduto	VRD ANP	VRD EY
Candeias-Camaçari (CAN-CAM) 12"	11.532	18.745
Guamaré-Cabo (NORDESTÃO)	246.928	367.669
Santiago-Camaçari (SAN-CAM) 18"	44.843	64.428
Guamaré-Pecém (GASFOR)	443.443	574.519
Pilar-Cabo (GASALP)	241.681	339.233
Ramal FAFEN-SERGAS	20.828	-
Loop do Nordestão	37.580	-
Ramal Termopernambuco	18.258	25.543
Ramal Termofortaleza	1.877	-
Ramal Aracati	3.136	3.609
Ramal Santa Rita	25.713	29.547
EDG CAMAÇARI	-	9.179
Total	1.095.819	1.432.472
% Desvio vs. ANP	-	30,72%

7. RCM: Análise técnica e impactos

Fonte: Adaptado modelo “anexo-nt15-rcm-malha-nordeste-tag.xlsx” da ANP / EY

Observa-se que o VRD sensibilizado resulta em incrementos relevantes no VRD em comparação ao cálculo da ANP resultando em uma elevação de aproximadamente 30,72% do valor total da base de ativos. Esses resultados evidenciam a sensibilidade da estimativa do CAPEX à metodologia empregada na construção do CRN e ao tratamento dos ativos considerados na composição da base inicial do RCM.

Dessa forma, verifica-se que, apesar da utilização de referenciais metodológicos e de bases disponíveis, a forma como o CAPEX é estimado e alocada temporalmente no modelo pode ser aperfeiçoada, de modo a assegurar maior aderência à dinâmica de desembolsos efetivamente realizados, maior transparência na utilização das fontes de dados e maior consistência na reconstrução do fluxo de investimentos no âmbito do RCM.

Adicionalmente, foi identificado que o modelo combina diferentes metodologias ao longo do tempo – incluindo CRN para períodos antigos, custo histórico para períodos intermediários e dados contratuais mais recentes – resultando em uma composição metodológica inconsistente. Essa abordagem híbrida compromete a consistência do modelo, uma vez que aplica critérios distintos para mensuração de uma mesma variável ao longo do tempo. Conforme indicado pela própria Agência em documentos regulatórios, a adoção da base contábil pode ser adequada para fins de mensuração da base de ativos por meio do método CHCI. No entanto, tal base reflete predominantemente o momento de reconhecimento.

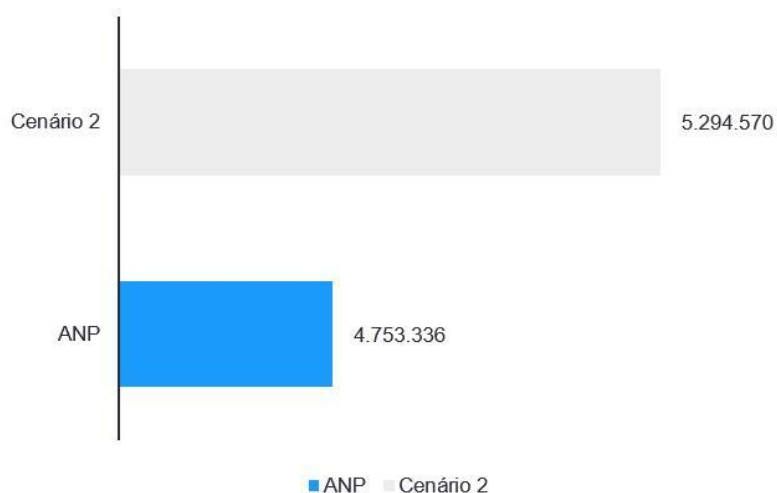
Nesse contexto, as sensibilidades apresentadas neste estudo não foram construídas a partir da aplicação de variações arbitrárias sobre os parâmetros do modelo. As hipóteses alternativas avaliadas decorrem de informações públicas, dados regulatórios, documentos oficiais e referências técnicas identificadas ao longo da análise, buscando refletir incertezas observáveis e aspectos metodológicos passíveis de avaliação objetiva.

Em conjunto, os resultados demonstram que a estimativa do CAPEX é particularmente sensível às premissas relacionadas à construção do CRN, à identificação dos ativos considerados na base regulatória e à sua correta alocação temporal. As sensibilizações realizadas indicam que tais elementos possuem potencial para alterar de forma relevante a trajetória de recuperação do capital e, conseqüentemente, o valor residual estimado pelo RCM.

Nesse contexto, observa-se que a robustez dos resultados depende não apenas da qualidade das informações utilizadas, mas também da consistência metodológica aplicada à composição da base de investimentos. Elementos como a definição do valor inicial dos ativos, o tratamento dos investimentos incrementais e a correta alocação temporal dos ativos ao longo da série histórica exercem influência direta sobre os resultados obtidos pelo modelo.

7. RCM: Análise técnica e impactos

Gráfico 6: Variação do Capex nos cenários propostos (R\$ mil)



Fonte: EY

Tabela 12: Capex Ano a Ano (R\$ mil)

Ano	CAPEX ANP	CAPEX EY
2005	-	1.432.472
2006	1.138.293	-
2007	16.630	16.630
2008	600.078	671.044
2009	1.707.520	1.707.520
2010	204.859	195.871
2011	129.970	323.787
2012	21.490	21.490
2013	114.532	114.532
2014	30.001	27.346
2015	134.411	134.411
2016	42.374	42.374
2017	20.242	20.242
2018	1.890	1.890
2019	-	-
2020	53.949	53.949
2021	39.715	37.114
2022	218.524	218.524
2023	134.146	134.146
2024	205	205
2025	144.506	141.023
Total	4.753.336	5.294.570

7. RCM: Análise técnica e impactos

Ano	CAPEX ANP	CAPEX EY
% Desvio vs. ANP	-	11,4%

Fonte: Adaptado modelo "anexo-nt15-rcm-malha-nordeste-tag.xlsx" da ANP / EY

Os ajustes realizados na composição da base de ativos, na estimativa do CRN e na alocação temporal dos investimentos resultaram em alterações relevantes nos valores de CAPEX considerados pelo modelo. Conforme apresentado na Tabela 12, o cálculo sensibilizado resulta em um acréscimo de aproximadamente 11,4% em relação ao montante total de investimentos considerado pela ANP, evidenciando a influência das premissas adotadas sobre a trajetória histórica de recuperação de capital.

Sob a perspectiva da valoração dos ativos pré-2006, os resultados indicam que a utilização de referências nacionais de custos produz estimativas superiores às obtidas a partir dos parâmetros internacionais empregados no modelo da ANP. Tal diferença decorre da incorporação de características específicas do mercado brasileiro, incluindo aspectos construtivos, regulatórios, logísticos e tributários, além da consideração de informações públicas associadas a projetos efetivamente implantados no país.

Adicionalmente, verificou-se que a composição da base de ativos é sensível à correta identificação dos empreendimentos efetivamente vinculados à malha analisada, bem como à adequada definição das datas de entrada em operação utilizadas para sua incorporação ao modelo. As análises realizadas demonstraram que ajustes relacionados a ativos específicos, à reclassificação de investimentos e à revisão da temporalização dos desembolsos podem produzir efeitos relevantes sobre a trajetória do capital remanescente.

Outro aspecto relevante refere-se à utilização combinada de metodologias distintas ao longo da série histórica. Enquanto os ativos anteriores a 2006 são valorados por meio de uma abordagem baseada em custo de reposição, os investimentos posteriores são incorporados por meio de registros contábeis históricos.

Em conjunto, os resultados indicam que a estimativa de CAPEX incorporada ao modelo é influenciada tanto pelas premissas de valoração dos ativos quanto pelos critérios de alocação temporal utilizados na reconstrução da série histórica. As análises realizadas demonstram que alterações nessas premissas produzem impactos relevantes sobre a trajetória de recuperação de capital e, consequentemente, sobre o valor residual estimado pelo RCM.

Adicionalmente, observa-se que a série histórica combina metodologias distintas de mensuração dos investimentos ao longo do período analisado, utilizando o CRN para os ativos anteriores a 2006 e o custo histórico para os investimentos posteriores. Como consequência, a trajetória do CAPEX passa a refletir critérios distintos de mensuração para uma mesma variável econômica, introduzindo heterogeneidade metodológica na reconstrução da série histórica utilizada pelo modelo.

Nesse contexto, observa-se que a robustez dos resultados depende não apenas da qualidade das informações utilizadas, mas também da consistência metodológica aplicada à composição da base de investimentos. Elementos como a definição do valor inicial dos ativos, o tratamento dos investimentos incrementais e a correta alocação temporal dos ativos ao longo da série histórica exercem influência direta sobre os resultados obtidos pelo modelo.

Os resultados obtidos indicam que diferenças relativamente pequenas na definição da base de ativos podem produzir efeitos acumulados relevantes ao longo de toda a reconstrução histórica do capital, reforçando a importância da utilização de referenciais consistentes e economicamente aderentes ao ativo analisado.

7. RCM: Análise técnica e impactos

7.1.2.3.1. Depreciação fiscal

Considerando que a depreciação fiscal é calculada a partir da mesma base de ativos utilizada no modelo, alterações na valoração dos ativos, na definição do CRN, no cálculo do VRD, na composição da infraestrutura ou na alocação temporal dos investimentos afetam diretamente a despesa de depreciação fiscal estimada. Consequentemente, a sensibilização apresentada neste capítulo produz efeito tanto sobre a base de investimento quanto sobre a depreciação fiscal, devendo seu impacto ser analisados de forma conjunta para assegurar a consistência dos resultados do modelo. Nesse sentido, eventuais ajustes na depreciação fiscal decorrentes das sensibilizações avaliadas somente devem ser considerados quando acompanhados dos correspondentes ajustes na base de ativos e no CAPEX que lhes dão origem, uma vez que a adoção isolada de seus efeitos comprometeria a coerência metodológica do modelo.

No modelo elaborado pela ANP, a depreciação fiscal dos ativos implantados antes de 2006 é calculada com base no CRN estimado para a data-base adotada no modelo. Dessa forma, a despesa de depreciação utilizada para fins de cálculo tributário não está associada ao custo histórico originalmente incorrido ou ao valor econômico remanescente dos ativos naquela data, mas sim a uma estimativa do custo de construção de um ativo equivalente em condição nova.

Essa escolha metodológica possui relevância no contexto do RCM, uma vez que a depreciação fiscal afeta diretamente a apuração dos tributos incidentes sobre o lucro, influenciando os fluxos de caixa considerados pelo modelo e, consequentemente, a estimativa do capital remanescente. Assim, a definição da base depreciable constitui uma premissa com potencial de impactar não apenas os resultados tributários, mas também a trajetória de recuperação de capital ao longo do período analisado.

Embora a utilização do CRN seja coerente com uma lógica de reposição dos ativos, sua aplicação como base para cálculo da depreciação demanda avaliação adicional quanto à sua aderência ao consumo econômico acumulado da infraestrutura na data-base considerada. Isso porque o CRN representa o montante necessário para reproduzir um ativo novo com características equivalentes, podendo incorporar alterações de preços relativos, mudanças nas condições econômicas e variações observadas no mercado entre a data original de implantação e a data de referência adotada pelo modelo.

Nesse contexto, torna-se relevante avaliar se uma base depreciable associada ao VRD poderia representar de forma mais aderente a parcela de capital efetivamente remanescente nos ativos em operação. Diferentemente do CRN, o VRD incorpora os efeitos do consumo econômico acumulado até a data-base, refletindo uma aproximação do valor remanescente da infraestrutura naquele momento.

A legislação tributária brasileira estabelece que a depreciação dedutível está associada ao custo de aquisição dos ativos. Entretanto, diante da inexistência de informações históricas completas e auditáveis para determinados investimentos realizados antes de 2006, a utilização de métricas substitutas torna-se necessária para reconstrução dos fluxos econômicos e tributários considerados pelo modelo. Nessa situação, a discussão metodológica passa a se concentrar na escolha da alternativa que melhor represente a condição econômica dos ativos existentes na data-base analisada.

Essa distinção torna-se particularmente relevante em ativos de infraestrutura de longa duração, nos quais a recuperação do capital se desenvolve ao longo de horizontes temporais extensos e está diretamente relacionada ao consumo econômico dos ativos. Nesses casos, a utilização de uma base depreciable associada ao valor remanescente da infraestrutura pode apresentar maior aderência à parcela do investimento ainda não consumida na data-base considerada.

Além dos efeitos associados à estimativa do próprio CRN, a utilização desse valor como base para cálculo da depreciação fiscal amplia o impacto das premissas adotadas na valoração dos ativos, uma vez que qualquer alteração na estimativa da base de ativos repercute diretamente sobre os fluxos tributários considerados pelo modelo. Como consequência, as discussões apresentadas na seção de CAPEX estendem seus efeitos também à apuração dos tributos e à trajetória do capital remanescente.

7. RCM: Análise técnica e impactos

Com o objetivo de avaliar a sensibilidade dos resultados a essa premissa, foi analisada a utilização do VRD calculado a partir dos cenários de sensibilidade apresentados anteriormente como base alternativa para cálculo da depreciação fiscal. Essa abordagem busca associar a despesa de depreciação ao valor econômico remanescente dos ativos na data-base considerada, permitindo avaliar seus efeitos sobre os fluxos econômicos e tributários projetados pelo modelo.

Dessa forma, considerando que a análise de sensibilidade utilizou o VRD como base depreciável e que sua apuração foi realizada a partir de dois métodos distintos de depreciação econômica, os resultados obtidos são apresentados a seguir.

Tabela 13: Depreciação fiscal ano a ano (R\$ mil)

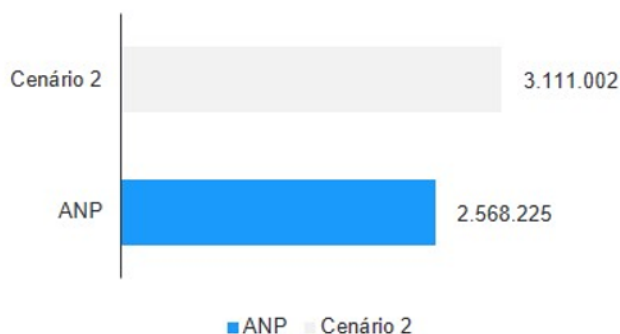
Ano	Depreciação ANP	Depreciação EY
2005	-	(80.224)
2006	(53.404)	(80.224)
2007	(53.958)	(80.778)
2008	(73.961)	(103.147)
2009	(130.878)	(160.064)
2010	(137.707)	(164.757)
2011	(140.411)	(172.426)
2012	(141.127)	(173.142)
2013	(144.945)	(176.960)
2014	(145.945)	(177.871)
2015	(150.426)	(182.352)
2016	(133.318)	(150.340)
2017	(133.993)	(151.015)
2018	(134.056)	(151.078)
2019	(134.056)	(151.078)
2020	(135.855)	(152.876)
2021	(137.178)	(154.113)
2022	(142.190)	(157.607)
2023	(146.662)	(162.079)
2024	(146.668)	(162.086)
2025	(151.485)	(166.786)
Total	(2.568.225)	(3.111.002)
% Desvio vs. ANP	-	21,1%

Fonte: Adaptado modelo "anexo-nt15-rcm-malha-nordeste-tag.xlsx" da ANP / EY

A utilização do VRD como base depreciável resulta em despesas acumuladas de depreciação aproximadamente 21,1% superiores no em relação aos valores considerados pela ANP. Essas diferenças evidenciam a sensibilidade dos fluxos tributários às premissas adotadas para definição da base depreciável e demonstram que alterações na valoração dos ativos se propagam diretamente para a apuração dos tributos e para o cálculo do capital remanescente no âmbito do RCM.

7. RCM: Análise técnica e impactos

Gráfico 7: Depreciação fiscal a partir da sensibilização do VRD (R\$ mil)



Fonte: EY.

Os resultados demonstram diferenças relevantes entre os cenários avaliados. Enquanto o modelo da ANP apresenta despesa acumulada de depreciação da ordem de R\$ 2,57 bilhões, o cenário sensibilizado resulta em valores aproximados de R\$ 3,11 bilhões. Essas diferenças evidenciam a sensibilidade dos fluxos tributários às premissas adotadas para definição da base depreciable.

Observa-se, portanto, que a escolha entre CRN e VRD não produz efeitos restritos ao cálculo da depreciação, mas influencia diretamente a apuração dos tributos, a recuperação de capital ao longo da série histórica e, conseqüentemente, o valor residual estimado pelo modelo do RCM. Nesse contexto, a definição da base depreciable constitui uma premissa metodológica relevante para a robustez dos resultados obtidos.

Dessa forma, os resultados indicam que a utilização do VRD tende a apresentar maior alinhamento com a condição econômica remanescente dos ativos em operação na data-base considerada, permitindo uma representação mais aderente dos fluxos econômicos e fiscais incorporados ao modelo. Como consequência, a escolha da base depreciable deve ser avaliada em conjunto com as premissas de valoração dos ativos e de reconstrução do CAPEX, uma vez que tais elementos são interdependentes e exercem influência direta sobre a estimativa final do capital remanescente. Assim, os resultados apresentados para a depreciação fiscal não devem ser interpretados ou aplicados de forma independente das sensibilizações realizadas na base de ativos que lhes servem de fundamento.

7.1.2.4. Taxa de Desconto

A taxa de desconto constitui um dos principais parâmetros do modelo RCM, sendo responsável pela remuneração do capital ao longo da trajetória histórica de recuperação dos investimentos. No modelo elaborado pela ANP, a reconstrução dessa variável foi realizada a partir das metodologias regulatórias vigentes em cada período analisado.

Para os anos de 2006 a 2013, a ANP utilizou a metodologia de cálculo de custo de capital apresentada na Nota Técnica nº 27/2006-SCM, baseada em uma abordagem de WACC-CAPM adaptada para economias emergentes. Para o período entre 2014 e 2018, foi adotada a taxa real de 7,15% ao ano utilizada na Chamada Pública nº 01/2014-ANP. A partir de 2019, passou a ser considerada a taxa real de 7,25% ao ano, conforme estabelecido na Nota Técnica nº 13/2019-SIM. Em todos os casos, as taxas foram posteriormente atualizadas para refletir os mecanismos de indexação considerados no modelo.

Assim, com o objetivo de avaliar a materialidade dessa premissa, foram realizados exercícios de sensibilidade considerando abordagens alternativas para definição da taxa de desconto ao longo da série histórica.

Os cenários avaliados utilizaram como referência as taxas mínima e máxima calculadas pela própria ANP para o ano de 2006, mantidas constantes em termos reais ao longo do período analisado e atualizadas

7. RCM: Análise técnica e impactos

anualmente pela variação do IGP-M. O objetivo da análise não foi definir uma taxa alternativa de referência, mas avaliar a sensibilidade do modelo à escolha dos parâmetros de custo de capital.

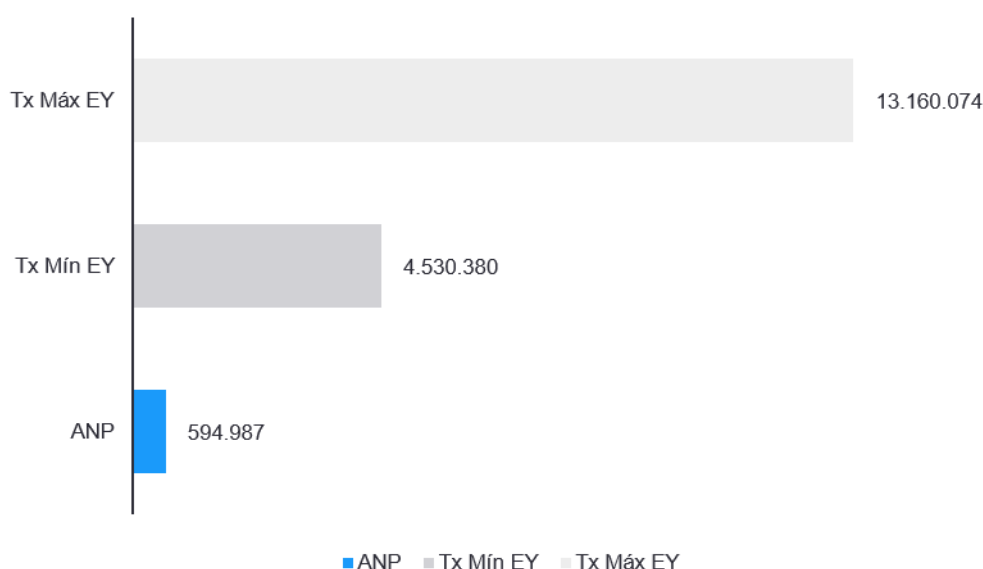
Essa abordagem permitiu verificar os efeitos da utilização de uma trajetória mais estável para o custo de capital em comparação à série reconstruída pela ANP a partir de diferentes metodologias regulatórias aplicadas ao longo do tempo.

Os resultados demonstram que alterações relativamente moderadas na trajetória da taxa de desconto produzem impactos expressivos sobre os resultados do modelo, confirmando o elevado grau de influência dessa variável na determinação da BRA.

Diferentemente das metodologias tradicionais de valoração baseadas em ativos, nas quais a taxa de desconto atua predominantemente como parâmetro para estimativa da remuneração futura do capital, no RCM seu papel é significativamente mais abrangente.

Os impactos dessa análise podem ser observados no gráfico abaixo:

Gráfico 8: Sensibilização da taxa WACC (R\$ mil)



Fonte: EY.

Nesse contexto, a taxa de desconto influencia não apenas a remuneração dos ativos, mas também toda a reconstrução retrospectiva da trajetória de recuperação do capital ao longo do período analisado. Como consequência, a definição dessa premissa afeta diretamente o saldo de capital remanescente estimado ao final do horizonte temporal considerado.

Essa característica torna a taxa de desconto uma variável estrutural do modelo. Alterações relativamente pequenas em sua definição tendem a produzir efeitos acumulados ao longo de toda a série histórica, afetando simultaneamente a remuneração do capital, a recuperação dos investimentos e o valor residual resultante do RCM.

A relevância dessa variável foi evidenciada na análise de sensibilidade e demonstrada no gráfico acima. Os resultados demonstram que a taxa de desconto apresenta um dos maiores impactos sobre a estimativa da BRA, com magnitude semelhante à observada para o CAPEX e substancialmente superior aos impactos associados aos custos e despesas operacionais.

7. RCM: Análise técnica e impactos

Esse comportamento reflete a natureza acumulativa da variável dentro do modelo. Como a remuneração do capital é calculada ao longo de todo o período histórico analisado, alterações na taxa de desconto influenciam sucessivamente os fluxos de caixa considerados na reconstrução do capital remanescente.

Como resultado, a BRA estimada pelo RCM torna-se altamente sensível às hipóteses adotadas para definição da trajetória histórica da WACC, reforçando a importância da consistência metodológica e da transparência dos parâmetros utilizados.

Os resultados obtidos evidenciam que a taxa de desconto constitui uma das variáveis mais relevantes para o cálculo do RCM. Diferentemente de metodologias prospectivas convencionais, nas quais o WACC afeta predominantemente o retorno futuro do capital, no RCM sua influência se estende à própria reconstrução da trajetória histórica de recuperação dos investimentos.

Como consequência, diferentes hipóteses para definição dessa premissa podem produzir alterações significativas na estimativa do capital remanescente e, conseqüentemente, no valor da BRA resultante do modelo.

Nesse contexto, a elevada sensibilidade observada reforça a importância da utilização de critérios transparentes, consistentes e devidamente documentados para definição da taxa de desconto, uma vez que sua influência extrapola a remuneração do capital e passa a afetar diretamente toda a reconstrução econômica considerada pelo RCM.

Essa característica diferencia a taxa de desconto das demais variáveis do modelo, uma vez que sua influência não se limita à remuneração do capital, mas se propaga para toda a dinâmica de recuperação dos investimentos ao longo do horizonte analisado.

7.1.3. Impactos Identificados

As análises de sensibilidade realizadas para os principais componentes do modelo permitiram avaliar o grau de dependência dos resultados em relação às premissas adotadas pela ANP para reconstrução da trajetória histórica dos ativos. Em conjunto, os resultados evidenciam que a estimativa da BRA obtida pelo RCM apresenta sensibilidade relevante a determinadas hipóteses metodológicas, especialmente aquelas relacionadas às principais variáveis do modelo, incluindo taxa de desconto, custos e despesas operacionais, CAPEX e receita.

De forma geral, observa-se que as principais diferenças identificadas não decorrem da aplicação matemática do modelo, mas das premissas utilizadas para reconstrução retrospectiva dos fluxos econômicos considerados no cálculo. Elementos como a seleção das bases de dados, os critérios de alocação temporal dos investimentos, a definição da taxa de desconto e as metodologias adotadas para valoração dos ativos exercem influência direta sobre os resultados obtidos.

Considerando as sensibilizações desenvolvidas neste estudo para avaliar as principais premissas de reconstrução histórica do modelo, a taxa de desconto apresentou o maior potencial de influência sobre a estimativa do capital remanescente. Em seguida, destacam-se os custos e despesas operacionais e o CAPEX, enquanto a receita apresentou sensibilidade relativamente inferior quando comparada às demais premissas analisadas.

Embora a receita não tenha se posicionado entre as variáveis de maior impacto absoluto nas sensibilizações realizadas, sua relevância conceitual permanece consistente com a lógica do RCM, que utiliza os fluxos históricos de caixa como principal mecanismo para avaliação da recuperação do capital ao longo do tempo. As análises realizadas demonstraram que diferentes abordagens para reconstrução dessa variável conduzem a resultados distintos para a BRA, evidenciando dependência das fontes de informação utilizadas e das premissas adotadas para representar a evolução contratual e operacional da malha.

Além da taxa de desconto e dos custos e despesas operacionais, o CAPEX também apresentou influência relevante sobre os resultados do modelo. No caso dos investimentos, os resultados indicaram que aspectos

7. RCM: Análise técnica e impactos

relacionados à construção do CRN, à composição da base de ativos e à alocação temporal dos investimentos possuem influência significativa sobre a trajetória de recuperação do capital. Adicionalmente, observou-se que a série histórica combina metodologias distintas de mensuração dos investimentos ao longo do período analisado, utilizando o CRN para os ativos anteriores a 2006 e o custo histórico para os investimentos posteriores. Como consequência, a trajetória do CAPEX passa a refletir critérios distintos de mensuração para uma mesma variável econômica, introduzindo heterogeneidade metodológica na reconstrução histórica dos investimentos.

No que se refere à taxa de desconto, verificou-se que a variável possui papel estrutural dentro do modelo. Diferentemente das metodologias prospectivas tradicionais, nas quais o WACC afeta predominantemente a remuneração futura do capital, no RCM sua influência se estende à própria reconstrução da trajetória histórica de recuperação dos investimentos. Como consequência, alterações relativamente moderadas nessa premissa podem produzir impactos relevantes sobre a estimativa do capital remanescente.

As análises relacionadas aos custos e despesas operacionais e à depreciação fiscal demonstraram sensibilidade relevante no modelo, posicionando-se entre as variáveis de maior impacto nas sensibilizações realizadas. Ainda assim, os resultados permaneceram condicionados às premissas adotadas para reconstrução das séries históricas, particularmente nos períodos caracterizados por menor disponibilidade de dados observáveis e maior utilização de estimativas, proxies e critérios de alocação indireta. Esses aspectos reforçam a importância da rastreabilidade das informações e da consistência metodológica empregada na construção das bases históricas.

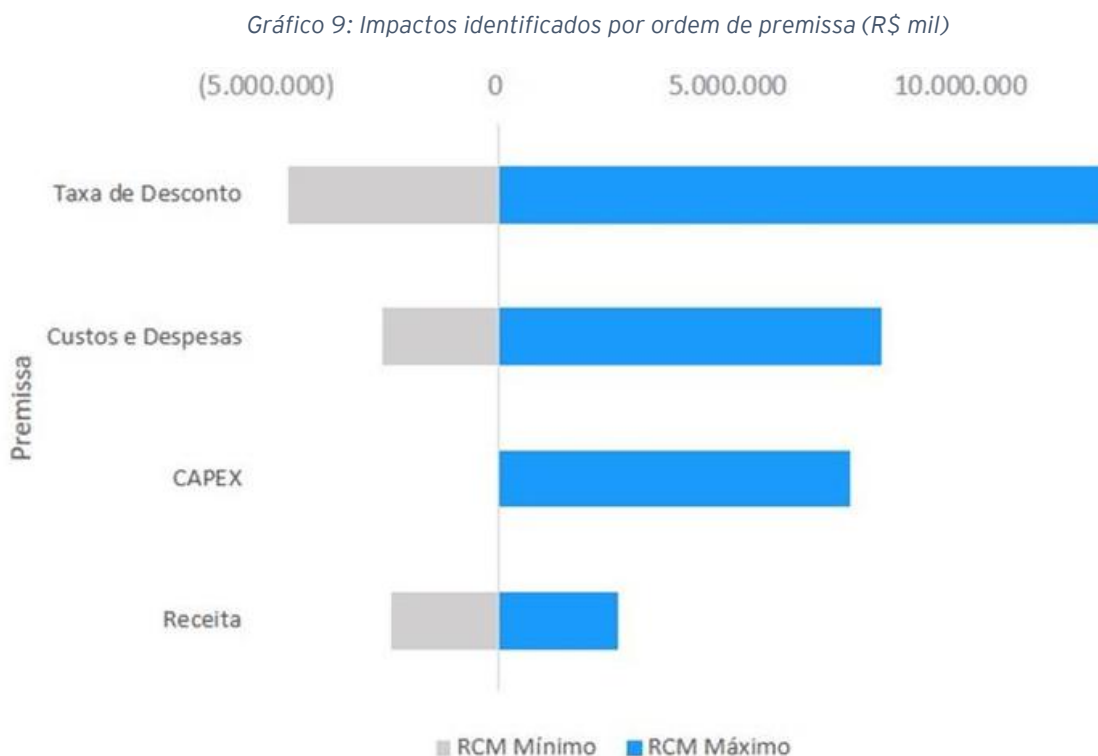
De forma consolidada, os resultados sugerem que a robustez da estimativa da BRA está diretamente relacionada à qualidade, à consistência e à verificabilidade das informações utilizadas pelo modelo. As sensibilizações realizadas demonstram que alterações relativamente limitadas em determinadas premissas podem produzir impactos materiais sobre o valor residual estimado, indicando elevada dependência do resultado em relação às hipóteses adotadas para reconstrução dos fluxos históricos.

Por fim, observa-se que a taxa de desconto, os custos e despesas operacionais e o CAPEX constituem os principais direcionadores do resultado do RCM. Considerando a magnitude dos impactos identificados, a definição dessas premissas assume papel determinante para a estimativa da BRA, reforçando a importância da utilização de critérios transparentes, metodologias consistentes e informações passíveis de rastreamento e validação independente. Nesse contexto, os resultados das sensibilizações evidenciam que a confiabilidade da estimativa do capital remanescente depende não apenas da estrutura conceitual do modelo, mas também da robustez das premissas utilizadas para sua operacionalização.

Com o objetivo de consolidar os resultados das sensibilizações realizadas, apresenta-se o gráfico de tornado a seguir, que sintetiza a magnitude relativa dos impactos observados para cada uma das principais premissas do modelo.

Em conjunto, os resultados indicam que a variabilidade do resultado final é explicada em grande medida pela definição das premissas utilizadas para reconstrução dos fluxos históricos, e não exclusivamente pelos dados observados ao longo do período analisado.

7. RCM: Análise técnica e impactos



Fonte: EY.

O gráfico evidencia que a taxa de desconto constitui a variável de maior influência sobre o resultado do modelo, apresentando impacto significativamente superior ao das demais premissas analisadas. Esse comportamento é consistente com a lógica do RCM, uma vez que a taxa de retorno afeta diretamente a remuneração do capital ao longo de todo o horizonte de reconstrução histórica e, conseqüentemente, a estimativa do capital remanescente.

Em um segundo nível de relevância situam-se os custos e despesas operacionais, que também demonstraram influência significativa sobre o resultado da BRA. Esse comportamento reflete a importância da adequada reconstrução dos fluxos históricos de gastos, bem como das premissas utilizadas para preenchimento de lacunas de informação, segregação de despesas e alocação de custos ao longo do período analisado.

Na sequência, o CAPEX apresentou impacto relevante sobre o resultado do modelo, evidenciando a sensibilidade da metodologia às premissas adotadas para valoração dos ativos, composição da base de investimentos e temporalização dos desembolsos. Considerando que o RCM busca reconstruir a trajetória de recuperação do capital investido, alterações nesses parâmetros tendem a produzir efeitos relevantes sobre a estimativa final da BRA.

Por sua vez, a receita apresentou a menor sensibilidade relativa entre as variáveis analisadas. Ainda assim, observa-se que diferentes premissas para reconstrução das receitas históricas continuam produzindo impactos relevantes na estimativa do capital recuperado, especialmente em uma metodologia baseada na reconstituição retrospectiva dos fluxos econômicos.

De forma consolidada, os resultados demonstram que a sensibilidade do modelo está concentrada principalmente na taxa de desconto, seguida pelos custos e despesas operacionais e pelo CAPEX. A amplitude das variações observadas reforça que a estimativa da BRA permanece fortemente condicionada às premissas utilizadas na reconstrução dos fluxos históricos, evidenciando a importância da utilização de informações rastreáveis, bases consistentes e critérios metodológicos transparentes para a determinação dos resultados.

8. Conclusão

A análise desenvolvida ao longo deste relatório indica que a definição da metodologia de valoração da BRA constitui decisão estruturante para o novo modelo tarifário do transporte de gás natural, com impactos diretos sobre a coerência econômica da regulação, a previsibilidade dos incentivos, a formação tarifária e a segurança regulatória do setor. No contexto da Consulta Pública nº 11/2026, a adoção do RCM não se demonstra suficientemente eficaz no endereçamento da preocupação regulatória legítima, por parte do regulador, em avaliar a recuperação histórica de capital em ativos vinculados aos contratos legados. Isto porque, as análises qualitativas, comparativas e quantitativas realizadas indicam que a aplicação do RCM como metodologia para definição da BRA apresenta limitações relevantes, sobretudo em razão de sua dependência de reconstruções retrospectivas, premissas não diretamente observáveis e bases históricas heterogêneas.

Do ponto de vista conceitual, o RCM desloca a lógica tradicional da regulação por incentivos, usualmente orientada à remuneração prospectiva de ativos necessários à prestação do serviço, para uma abordagem baseada na reconstituição financeira do passado. Diferentemente de metodologias baseadas em ativos, como o CHCI, o CRN ou modelos de custo de reposição depreciado, o RCM não parte diretamente da condição física, econômica e funcional da infraestrutura, mas da inferência do capital remanescente a partir da decomposição de receitas, custos, tributos e remuneração do capital ao longo do tempo. Essa característica torna o resultado altamente dependente das premissas adotadas e reduz sua aderência a dados diretamente observáveis e verificáveis.

Essa limitação é especialmente relevante no caso de contratos celebrados previamente à regulação tarifária específica, em contexto de estrutura societária verticalizada, nos quais as informações históricas não foram originalmente estruturadas para fins de apuração tarifária regulatória. Conforme identificado no modelo analisado, a aplicação prática do RCM para a TAG envolve a combinação de dados contratuais, registros corporativos não auditados, informações contábeis, estimativas indiretas e proxies, com diferentes níveis de granularidade e rastreabilidade ao longo do período. Essa heterogeneidade informacional compromete a consistência intertemporal da reconstrução e amplia o grau de incerteza associado ao valor residual estimado.

A análise das premissas utilizadas pela ANP reforça esse ponto. No componente de receita, o modelo utiliza parâmetros contratuais, como capacidade contratada, tarifas e tributos, em vez de se apoiar exclusivamente em fluxos financeiros efetivamente observados, o que gera diferenças em relação a referências regulatórias e informações de receita repassada disponíveis. Nos custos e despesas, a série histórica combina dados extraídos de sistemas corporativos não auditados, estimativas para anos sem informação específica, proxies para componentes como G&A e direito de passagem e dados observados mais recentes da TAG, resultando em uma base construída a partir de critérios distintos ao longo do tempo. No CAPEX, a reconstrução utiliza abordagens diferentes conforme o período, incluindo CRN/VRD para ativos anteriores a 2006, e, após este período, utiliza-se do valor de aquisição das demonstrações contábeis da TAG. Por fim, menciona-se a estimativa retroativa da taxa de desconto que, além de remunerar o capital, passa a influenciar a própria reconstrução histórica da recuperação de capital, assumindo papel estrutural no resultado do modelo.

Adicionalmente, a análise de sensibilidade demonstrou que a taxa de desconto constitui o principal vetor de influência sobre os resultados do modelo, seguida pelos custos e despesas operacionais e pelo CAPEX. A receita, embora relevante para a lógica conceitual do RCM, apresentou menor sensibilidade relativa dentre as premissas avaliadas. A relevância da taxa de desconto merece destaque porque, diferentemente das metodologias prospectivas tradicionais, sua influência não se limita à remuneração do capital, mas se estende à própria reconstrução retrospectiva da trajetória de recuperação dos investimentos.

Assim, variações na taxa de desconto podem alterar materialmente o resultado da BRA sem que haja qualquer mudança correspondente na infraestrutura física, na condição operacional dos ativos ou na sua capacidade de prestação do serviço. O gráfico de tornado elaborado a partir das sensibilizações confirma essa hierarquia de impactos, posicionando a taxa de desconto como a premissa de maior influência relativa, seguida por custos e despesas, CAPEX e receita.

8. Conclusão

Essa característica evidencia uma fragilidade central do RCM: o valor regulatório resultante pode variar de forma significativa em função de escolhas metodológicas e parâmetros estimados, e não necessariamente em decorrência de alterações na realidade econômica ou física dos ativos. Em um modelo tarifário estruturante, a BRA deve oferecer referência estável, auditável e compreensível para regulador, transportadoras, usuários e investidores. Quando a base se torna altamente sensível a premissas retrospectivas e a reconstruções de dados históricos incompletos, aumenta-se o risco de volatilidade regulatória, de disputas metodológicas e de redução da previsibilidade do modelo.

A análise comparativa nacional e internacional também aponta na mesma direção. Nos *benchmarks* analisados, observa-se predominância de metodologias apoiadas em bases de ativos explícitas, custos históricos auditáveis, custos de reposição, modelos de rede eficiente, mecanismos de *roll forward* ou fluxos contratuais prospectivos. Ainda que cada jurisdição possua especificidades institucionais e setoriais, há um elemento comum relevante: a formação tarifária tende a se apoiar em informações observáveis, verificáveis e vinculadas à prestação efetiva do serviço, e não na reconstrução predominante de fluxos financeiros passados.

No Brasil, a experiência de agências como ANEEL, ANA, ANATEL e ANTT demonstra a coexistência de diferentes modelos regulatórios, mas todos com algum grau de ancoragem em dados observáveis, controle patrimonial, modelos prospectivos de custo eficiente ou fluxos contratuais estruturados. Na experiência internacional, modelos como os da Austrália, Reino Unido, Itália, Estados Unidos e África do Sul também se apoiam predominantemente em bases regulatórias de ativos, custo histórico líquido, custo de reposição depreciado, *roll forward* ou metodologias de custo de serviço. Mesmo na Austrália, onde o RCM é formalmente reconhecido, sua aplicação é restrita a contextos específicos, como gasodutos não plenamente regulados, processos de *disclosure*, negociação de acesso ou arbitragem, não constituindo a metodologia principal de definição tarifária para ativos sujeitos à regulação econômica plena.

Assim, a análise comparativa realizada ao longo deste estudo não identificou precedente regulatório diretamente comparável à utilização do RCM como metodologia principal para definição da BRA de ativos sujeitos a um regime de Receita Máxima Permitida em contexto de transição regulatória semelhante ao brasileiro. Essa constatação não impede a utilização do método como ferramenta analítica complementar, mas indica que sua adoção como elemento estruturante da base regulatória representa uma abordagem sem paralelo claro nos modelos regulatórios nacionais e internacionais avaliados.

Nesse sentido, o *benchmark* não invalida a existência do RCM como ferramenta analítica complementar, mas não evidencia sua adequação como metodologia estruturante de definição da BRA. A experiência comparada sugere que o RCM pode desempenhar papel complementar em situações específicas, especialmente quando utilizado como instrumento de transparência, onde considera dados financeiros efetivamente realizados e auditáveis, apoio à negociação ou referência em disputas pontuais. Entretanto, no próprio contexto australiano, onde o método foi concebido e aplicado, o RCM não é empregado como base para definição de receitas reguladas nem como elemento estruturante da base de ativos, permanecendo restrito a um papel informacional em ambientes de regulação leve. Assim, sua transposição para um contexto de definição de BRA e de Receita Máxima Permitida, como proposto pela ANP, carece sustentação e se afasta das condições institucionais e metodológicas nas quais o instrumento foi originalmente desenvolvido e utilizado.

Outro ponto relevante refere-se à relação entre a metodologia e a realidade operacional dos ativos. Ativos de transporte de gás natural possuem longa vida útil, elevada intensidade de capital e papel essencial na continuidade do serviço. Enquanto permanecem operacionais, tecnicamente adequados e necessários à prestação do serviço, esses ativos continuam incorporando valor econômico ao sistema. Uma metodologia que possa indicar baixo ou nulo capital remanescente exclusivamente a partir de reconstruções financeiras retrospectivas, sem adequada vinculação à condição física, à vida útil remanescente e à utilidade econômica atual dos ativos, pode gerar desalinhamento entre a base remunerável e a infraestrutura efetivamente utilizada.

8. Conclusão

A preocupação com eventual dupla recuperação de capital deve, portanto, ser tratada de forma equilibrada. Trata-se de tema regulatório legítimo, especialmente em contextos de transição entre regimes contratuais e modelos tarifários regulados. Contudo, a mitigação desse risco não deve se apoiar em metodologia cuja robustez dependa de premissas altamente sensíveis, dados históricos incompletos e reconstruções analíticas de difícil verificação. O desafio regulatório consiste em evitar remuneração indevida sem desconsiderar o capital ainda incorporado a ativos operacionais e economicamente úteis.

À luz das análises realizadas, metodologias baseadas na valoração econômica dos ativos oferecem alternativa mais consistente para esse equilíbrio. A adoção prioritária do CRN, devidamente depreciado e calibrado por critérios de vida útil remanescente, prudência, eficiência e utilização efetiva, permite refletir o custo econômico atual da infraestrutura necessária à prestação do serviço. De forma complementar, o CHCI pode ser utilizado em situações nas quais existam registros contábeis confiáveis, auditáveis e com menor defasagem temporal. Essa combinação permite estruturar uma base regulatória mais transparente, rastreável e alinhada à lógica prospectiva da regulação por incentivos.

Assim, a conclusão que se extrai das análises não é a de que o RCM seja conceitualmente inexistente ou inaplicável em qualquer circunstância, mas sim que sua utilização como metodologia central para definição da BRA, no contexto analisado, não se mostra suficientemente robusta, verificável ou aderente aos atributos esperados de um modelo regulatório de longo prazo. A elevada sensibilidade dos resultados, a dependência de premissas retrospectivas, a heterogeneidade das bases de dados e a limitada aderência aos *benchmarks* nacionais e internacionais indicam que o método deve ser tratado com cautela e, no máximo, como referência complementar de análise, e não como eixo estruturante da valoração dos ativos.

Por fim, a consolidação do modelo tarifário do transporte de gás natural no Brasil demanda critérios que fortaleçam a previsibilidade e a coerência intertemporal da regulação. A definição da BRA deve estar ancorada em parâmetros transparentes, auditáveis e vinculados à realidade econômica e operacional dos ativos, preservando incentivos adequados à manutenção, à expansão e à modernização da infraestrutura. Nesse contexto, os elementos analisados apontam que uma abordagem baseada em ativos, com uso de custo de reposição depreciado, vida útil remanescente e mecanismos claros de atualização da base, oferece maior aderência aos princípios da regulação econômica e maior robustez para sustentar o desenvolvimento de longo prazo do setor.

9. Anexos

9.1 Considerações finais e limitações

Fontes de informação

No âmbito das análises desenvolvidas para a TAG, foram consideradas as notas técnicas, documentos regulatórios e materiais de suporte associados ao Processo ANP nº 48610.209490/2025-12 e à Consulta Pública nº 11/2026, com foco na compreensão detalhada da metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos ("BRA") proposta pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ("ANP").

Adicionalmente, foram analisadas referências nacionais e internacionais relevantes, incluindo estudos setoriais, normativos regulatórios, documentos técnicos, benchmarks de outras agências reguladoras e manifestações públicas relacionadas às metodologias de valoração de ativos regulados, com o objetivo de contextualizar as propostas em discussão frente a práticas observadas em outros setores e jurisdições.

Também foram consideradas informações, esclarecimentos e discussões técnicas realizadas junto à equipe da TAG, de forma a aprofundar o entendimento sobre as características operacionais, econômicas, financeiras e regulatórias da companhia, bem como sobre os potenciais efeitos das metodologias avaliadas no contexto específico da transportadora.

As análises foram conduzidas com base nas informações e documentos disponibilizados até a data de emissão deste relatório. Dessa forma, eventos, fatos, documentos, manifestações ou alterações regulatórias ocorridos posteriormente não foram considerados no escopo dos trabalhos.

Independência de critério

Os profissionais da EY atuaram com independência técnica e imparcialidade na condução dos trabalhos descritos neste relatório.

Os honorários contratados para execução dos serviços não estão condicionados aos resultados das análises, ao conteúdo das contribuições eventualmente apresentadas pela TAG ou a quaisquer decisões regulatórias futuras.

Adicionalmente, os profissionais envolvidos no trabalho não possuem interesse financeiro direto nos ativos objeto das análises nem nos resultados regulatórios decorrentes do processo em questão.

Limitações do trabalho

O presente trabalho possui natureza exclusivamente técnico-analítica e foi desenvolvido de acordo com o escopo definido em contrato entre a EY e a TAG.

A EY não foi contratada para realizar auditoria, revisão, certificação, assecuração, perícia contábil, due diligence ou qualquer outro procedimento de atestação sobre dados, informações ou documentos utilizados no âmbito das análises realizadas.

Não fez parte do escopo dos serviços:

- verificar ou certificar a exatidão dos dados históricos, financeiros, operacionais ou regulatórios utilizados pela ANP, pela TAG ou por terceiros;
- promover reconciliações entre diferentes bases de dados, sistemas ou fontes de informação;
- validar a consistência contábil, fiscal ou regulatória das informações utilizadas nas análises;
- determinar o valor definitivo da Base Regulatória de Ativos (BRA);
- emitir opinião conclusiva sobre a adequação final da metodologia regulatória a ser adotada pela ANP;
- elaborar modelo regulatório completo ou proposta regulatória definitiva para submissão à ANP;

9. Anexos

- realizar reconstrução integral, detalhada e auditada de fluxos financeiros históricos;
- elaborar parecer jurídico ou interpretação legal vinculante;
- representar a TAG perante a ANP ou quaisquer órgãos reguladores, instâncias administrativas, arbitrais ou judiciais;
- avaliar ativos, passivos, contingências, obrigações ambientais ou responsabilidades de qualquer natureza;
- executar procedimentos de inventário físico, emplaquetamento de bens ou reconciliação físico-contábil;
- executar atividades típicas de planejamento tributário, auditoria ou due diligence.

Os trabalhos foram conduzidos com base em informações disponibilizadas pela TAG, pela ANP e por outras fontes consideradas relevantes para os objetivos do trabalho. Tais informações foram utilizadas conforme recebidas e não foram submetidas a procedimentos independentes de auditoria, certificação ou validação, exceto quando expressamente indicado neste relatório.

Eventuais limitações de disponibilidade, qualidade, rastreabilidade, completude ou consistência das informações utilizadas podem influenciar as análises realizadas e os resultados obtidos.

Os testes de sensibilidade eventualmente desenvolvidos possuem caráter ilustrativo e foram estruturados para avaliar o efeito de alterações em premissas específicas. Por sua natureza, tais exercícios não pretendem representar todas as alternativas metodológicas possíveis nem todas as circunstâncias específicas aplicáveis à TAG.

Da mesma forma, comparações com referências nacionais e internacionais foram utilizadas como instrumento de contextualização técnica e regulatória, não implicando que modelos observados em outras jurisdições sejam necessariamente aplicáveis ao contexto regulatório brasileiro ou ao setor de transporte de gás natural.

Natureza das análises e ausência de asseguração

Os serviços prestados pela EY constituem atividade de consultoria e assessoria técnica especializada.

Consequentemente, este relatório não constitui auditoria, revisão, exame, asseguração, certificação ou qualquer outra forma de atestação prevista pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC") ou por organismos profissionais equivalentes.

Dessa forma, a EY não expressa qualquer opinião, conclusão de asseguração ou garantia sobre demonstrações financeiras, registros contábeis, informações regulatórias, informações operacionais, projeções, controles internos ou quaisquer outras informações utilizadas no âmbito deste trabalho.

As premissas, hipóteses e informações utilizadas nas análises permanecem sob responsabilidade de suas respectivas fontes e não foram objeto de validação independente pela EY, salvo disposição expressa em contrário.

Restrições de uso e limitações de responsabilidade O presente relatório foi elaborado exclusivamente para apoiar a TAG na formulação e apresentação de contribuições técnicas relacionadas à Consulta Pública nº 11/2026 da ANP. Considerando a natureza do processo regulatório, o relatório poderá ser protocolado junto à ANP e tornar-se público em decorrência dos procedimentos aplicáveis à consulta pública. A eventual divulgação pública do relatório não implica autorização para que terceiros utilizem, invoquem ou se apoiem em seu conteúdo para quaisquer finalidades. Nenhuma pessoa ou entidade distinta da TAG poderá invocar, utilizar ou apoiar-se neste relatório como fundamento para decisões próprias, não assumindo a EY qualquer dever, obrigação ou responsabilidade perante terceiros em relação ao conteúdo deste documento. Na medida em que o relatório contenha projeções, estimativas, análises de sensibilidade, simulações ou

9. Anexos

avaliações dos efeitos decorrentes da aplicação de determinadas premissas metodológicas ou regulatórias, tais resultados possuem caráter meramente analítico e ilustrativo e não constituem previsão de desempenho futuro. A EY não assume qualquer responsabilidade pela concretização de resultados projetados, pela materialização de impactos econômicos, financeiros ou tarifários, nem por decisões regulatórias, empresariais, administrativas ou de qualquer outra natureza que venham a ser tomadas com base nas análises apresentadas. O presente relatório não foi elaborado para utilização em processos de captação de recursos, obtenção de financiamentos, oferta de valores mobiliários, suporte a decisões de investimento, operações societárias, litígios judiciais ou arbitrais, processos administrativos contenciosos, formulação de estratégias jurídicas, emissão de pareceres legais ou quaisquer outras finalidades distintas daquelas expressamente descritas neste relatório.

A EY não assume qualquer responsabilidade por utilizações do presente documento para finalidades diversas das expressamente previstas em seu escopo.

9.2 Documentos recebidos

9. Anexos

Tabela 14: Resumo de documentos recebidos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Aditivo Contrato de transporte de gás - Malhas SE e NE x Petrobras - Outubro 2003	2. Contrato Aditado e Consolidado NE (10.10.03).pdf
Anexo 1 do Quarto Aditivo Segundo Contrato de transporte de gás - Malhas SE e NE x Petrobras - Junho 2013	4.1.2.1.3.2.7 6. Anexo 1 do Aditivo 4 Consórcio Malhas em Português.pdf
Anexos Contrato de aluguel de serviço de compressão - Estação de compressão RECAP - Exterran - 2003	Exterran - Anexos - 4 Estacoes - RECAP_- _ARACATI_- _MACAIBA_- _SANTA_RITA_.pdf
Anexos Contrato de aluguel de serviço de compressão - Estação de compressão RECAP - Exterran - 2005	Exterran - Catu - Anexo I_Contrato 6911.0000506.12.22 - Memorial Descritivo.pdf
Apresentação ANP - Revisão tarifária - Aplicação RCM - Maio 2026	Apresentação RD-ANP-29-05.pdf
Arquivo de planilha de preços - Exterran - Compressão para Catu - 2011	Exterran - Catu - Anexo II_Contrato 6911.0000506.12.22 - PPU - Catu.pdf
Arquivo de planilha de preços - Exterran - Compressão para Pilar - Maio 2013	Exterran - Serviço - Anexo II - PPU Pilar II.pdf
Carta da TAG a ANP - Julho 2025	CE-TAG-DR-GAR-0276.2025.docx.pdf
Contrato de transporte de gás - Malhas SE e NE x Petrobras - Julho 2003	1. GTA NE 2003-07-01.pdf
Contrato de aluguel de serviço de compressão - Estação de compressão Pilar - Setembro 2013	Exterran - Contrato de Aluguel do Sist de Compressão de Pilar.pdf Exterran - Contrato de Prest de Serv de Compressão de Pilar.pdf Exterran - PILAR.pdf
Contrato de aluguel de serviço de compressão - Estação de compressão RECAP - Exterran - Fevereiro 2012	Exterran - CATU 4600359676.pdf
Contrato de aluguel de serviço de compressão - Estação de compressão Santa Rita, Macaiba e Aracati - Março 2012	Exterran - Contrato SCOMP's Santa Rita Macaiba e Aracati_.pdf
Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção do gasoduto Cacimbas-Vitória - Junho 2008	6911.0000083.08.2 - Cacimbas-Vitória.pdf
Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção GASCAV e GASCAC - Novembro 2008	6911.0000501.12.2 - GASCAV e GASCAC.pdf
Contrato prestação de serviços de manutenção Enerflex x TAG - junho 2025	Enerflex - Chancelado.1.pdf
Décimo Aditivo Segundo Contrato de transporte de gás - Malha NE x Petrobras - Maio 2018	2019 10 28 GTA Malha NE - Aditivo 10 - PE KM 370 e vazão Goianinha.pdf
Décimo primeiro Aditivo Segundo Contrato de transporte de gás - Malha NE x Petrobras - Setembro 2021	GTA_Aditivo 11_Malha NE_ chancelada 2.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2007	2007 DF.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2008	2008 DF.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2009	2009 DF.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2010	2010 DF.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2011	2011 DF.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2012	2012 DF.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2013	2013 DF.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2014	2014 - DF DEMONSTRAÇÕES CONTABEIS EM 31.12.14.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2015	2015 - DF 4T15.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2016	2016 - DF 4T16.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2017	2017 - DF 4T17.pdf

9. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
Demonstrações financeiras TAG - 2018	2018 - DF 4T18.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2019	2019 - DF 4T19.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2020	2020 - DF 4T20.pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2021	2021 - DF 4T21 (assinada).pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2022	2022 - DF 4T22 (assinada).pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2023	2023 - DF 4T23 (assinada).pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2024	2024 - DF 4T24 (assinada).pdf
Demonstrações financeiras TAG - 2025	2025 - DF 4T25 (assinada).pdf
Lista de anexos nota técnica TAG	Lista de Anexos - NT TAG_V Final.pdf
Minuta Oitavo Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção do gasoduto Cacimbas-Vitória	6911.0000083.08.2 - Aditivo nº 8 - Cacimbas-Vitória (Minuta).pdf
Minuta Oitavo Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção GASCAV e GASCAC	6911.0000501.12.2 - Aditivo nº 8 - GASCAV e GASCAC (Minuta).pdf
Nono Aditivo Segundo Contrato de transporte de gás - Malha NE x Petrobras - Maio 2018	2018 05 16 GTA Malha NE - Aditivo 9 - Força Maior etc.pdf 4.1.2.1.1.4.12 2018 05 16 GTA Malha NE - Aditivo 9 - Força Maior etc.pdf
NOTA TÉCNICA Nº 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ	Nota Técnica n.15-2026-SIM-CTR-ANP-RJ.pdf
NOTA TÉCNICA Nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ	SEI_ANP - 5723580 - Nota Técnica.pdf
NOTA TÉCNICA Nº 6/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ	SEI_ANP - 5561426 - Nota Técnica 6 (WACC).pdf
NOTA TÉCNICA Nº 8/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ	SEI_ANP - 5733157 - Nota Técnica 8 TAG.pdf
Oitavo Aditivo Segundo Contrato de transporte de gás - Malha NE x Petrobras - Abril 2018	2018 04 30 GTA Malha NE - Aditivo 8 - Garantia de Pagamento.pdf 4.1.2.1.1.4.11 2018 04 30 GTA Malha NE - Aditivo 8 - Garantia de Pagamento.pdf
Planilha com a proposta de cálculo RMP da TAG - Revisão 2 - Enviada à ANP	Anexo 1.1 - Proposta de RMP TAG_Rev2.xlsm
Planilha com as datas de operação das instalações da TAG	Datas de AO - Instalações TAG.xlsx
Planilha de Cálculo RCM - Versão ANP - TAG Malha NE	RCM_Malha_Nordeste_TAG.xlsx
Primeiro Aditivo ao Contrato aditado e consolidado de transporte de gás - Malha NE - Junho 2004	3. Aditamento No.1 ao Contrato Aditado e Consolidado NE (04.06.04).pdf
Primeiro Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção do gasoduto Cacimbas-Vitória - Maio 2009	6911.0000083.08.2 - Aditivo nº 1 - Cacimbas-Vitória.pdf
Primeiro Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção GASCAV e GASCAC - Junho 2009	6911.0000501.12.2 - Aditivo nº 1 - GASCAV e GASCAC.pdf
Primeiro Aditivo Segundo Contrato de transporte de gás - Malhas SE e NE x Petrobras - Junho 2009	2009 06 22 GTA Malha NE - Aditivo 1 - Alteração anexo VII.pdf 4.1.2.1.1.4.7 Aditamento nº 1 GTA Malha NE - 2009-06-22.pdf
Proposta tarifária TAG - 2026 a 2030 - Enviada à ANP	Anexo 1.3 - Proposta Tarifaria TAG 26-30_Rev2.pdf
Quarto Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção do gasoduto Cacimbas-Vitória - Maio 2011	6911.0000083.08.2 - Aditivo nº 4 - Cacimbas-Vitória.pdf
Quarto Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção GASCAV e GASCAC - Abril 2012	6911.0000501.12.2 - Aditivo nº 4 - GASCAV e GASCAC.pdf
Quarto Aditivo Segundo Contrato de transporte de gás - Malhas SE e NE x Petrobras - Junho 2013	2013 06 17 GTA Malha NE - Aditivo 4 - CNPJ Filial Ipojuca.pdf

9. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
	4.1.2.1.1.4.5 Aditamento nº 4 GTA Malha NE - 2013-06-17.pdf
Quinto Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção do gasoduto Cacimbas-Vitória - Novembro 2013	6911.0000083.08.2 - Aditivo nº 5 - Cacimbas-Vitória.pdf
Quinto Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção GASCAV e GASCAC - Novembro 2013	6911.0000501.12.2 - Aditivo nº 5 - GASCAV e GASCAC.pdf
Quinto Aditivo Segundo Contrato de transporte de gás - Malhas SE e NE x Petrobras - Fevereiro 2014	2014 02 03 GTA Malha NE - Aditivo 5 - Alteração anexos III e IV.pdf 4.1.2.1.1.4.1 Aditamento nº 5 GTA Malha NE - 2014-02-03.pdf
Recorte das páginas 26 e 27 do TCG (Termos e Condições Gerais) da TAG	4.1.2.1.1.4.8 TCG GTA Malha NE pag 26 e 27.pdf
Relatório avaliação RCN - KPMG - TAG	Relatório KPMG - Avaliação patrimonial_TAG_v03_Malha NE_Assinatura-Manifesto - TARJADO (versão tornada pública).pdf
Relatório de Administração TAG 2006	Relatório da Administração 2006.pdf
Relatório de Administração TAG 2008	Relatório da Administração 2008.pdf
Relatório de Administração TAG 2010	Relatório de Administração 2010.pdf
Relatório de Administração TAG 2011	Relatório da Administração 2011.pdf
Relatório de Administração TAG 2013	Relatório da Administração 2013.pdf
Relatório de Administração TAG 2014	Relatório da Administração 2014.pdf
Relatório de Administração TAG 2015	Relatório da Administração 2015.pdf
Relatório de Administração TAG 2016	Relatório de Administração 2016.pdf
Relatório de Administração TAG 2017	Relatório de Administração 2017.pdf
Relatório de Administração TAG 2018	Relatório de Administração 2018.pdf
Relatório de Administração TAG 2019	Relatório de Administração 2019.pdf
Relatório de Administração TAG 2020	Relatório de Administração 2020.pdf
Relatório de Administração TAG 2021	Relatório de Administração 2021.pdf
Relatório de Administração TAG 2022	Relatório de Administração 2022.pdf
Relatório de Administração TAG 2023	Relatório de Administração 2023.pdf
Relatório de Sustentabilidade TAG 2024	Relatório de Administração e Sustentabilidade 2024.pdf
Relatório de Sustentabilidade TAG 2025	Relatório de Administração e Sustentabilidade 2025.pdf
Resposta TAG - NOTA TÉCNICA Nº 8/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ	NT TAG_Consulta NT 08 (resposta NT 0826).pdf
Segundo Aditivo ao Contrato aditado e consolidado de transporte de gás - Malha NE - Fevereiro 2006	4. Aditamento No.2 ao Contrato Aditado e Consolidado NE (20.02.06).pdf
Segundo Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção do gasoduto Cacimbas-Vitória - Maio 2009	6911.0000083.08.2 - Aditivo nº 2 - Cacimbas-Vitória.pdf
Segundo Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção GASCAV e GASCAC - Maio 2010	6911.0000501.12.2 - Aditivo nº 2 - GASCAV e GASCAC.pdf
Segundo Aditivo Segundo Contrato de transporte de gás - Malhas SE e NE x Petrobras - Setembro 2011	2011 09 09 GTA Malha NE - Aditivo 2 - Alteração anexos II III e VII.pdf 4.1.2.1.1.4.3 Aditamento nº 2 GTA Malha NE - 2011-09-09.pdf
Segundo Contrato de transporte de gás - Malhas SE e NE x Petrobras - Agosto 2007	2007 08 01 GTA Malha NE antigo.pdf 2007 08 01 GTA Malha NE.pdf

9. Anexos

Conteúdo do documento	Arquivo recebido
	4.1.2.1.1.4.13 2007 08 01 GTA Malha NE retificado.pdf 4.1.2.1.1.4.6 GTA Malha NE - 2007-08-01.pdf
Segundo Contrato de transporte de gás - Malhas SE e NE x Petrobras - Agosto 2007 - Inglês	4.1.2.1.1.4.10 Segundo Contrato Aditado e Consolidado NE Inglês (01.08.07).pdf
Sétimo Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção do gasoduto Cacimbas-Vitória - Novembro 2014	6911.0000083.08.2 - Aditivo nº 7 - Cacimbas-Vitória.pdf
Sétimo Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção GASCAV e GASCAC - Setembro 2014	6911.0000501.12.2 - Aditivo nº 7 - GASCAV e GASCAC.pdf
Sétimo Aditivo Segundo Contrato de transporte de gás - Malhas SE e NE x Petrobras - Dezembro de 2017	2017 12 27 GTA Malha NE - Aditivo 7 - Cessão à TAG.pdf 4.1.2.1.1.4.9 17 12 27 GTA Malha NE - Aditivo 7.pdf
Sexto Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção do gasoduto Cacimbas-Vitória - Julho 2014	6911.0000083.08.2 - Aditivo nº 6 - Cacimbas-Vitória.pdf
Sexto Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção GASCAV e GASCAC - Julho 2014	6911.0000501.12.2 - Aditivo nº 6 - GASCAV e GASCAC.pdf
Sexto Aditivo Segundo Contrato de transporte de gás - Malhas SE e NE x Petrobras - Outubro 2016	2016 10 24 GTA Malha NE - Aditivo 6 - Requisição & Programação.pdf 4.1.2.1.1.4.2 Aditamento nº 6 GTA Malha NE - 2016-10-24.pdf
Terceiro Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção do gasoduto Cacimbas-Vitória - Setembro 2010	6911.0000083.08.2 - Aditivo nº 3 - Cacimbas-Vitória.pdf
Terceiro Aditivo Contrato de Prestação de Serviços de operação e manutenção GASCAV e GASCAC - Outubro 2011	6911.0000501.12.2 - Aditivo nº 3 - GASCAV e GASCAC.pdf
Terceiro Aditivo Segundo Contrato de transporte de gás - Malhas SE e NE x Petrobras - Outubro 2012	2012 10 30 GTA Malha NE - Aditivo 3 - Alteração anexos II III e IV e outras.pdf 4.1.2.1.1.4.4 Aditamento nº 3 GTA Malha NE - 2012-10-30.pdf

Fonte: EY.