



VALORAÇÃO DA BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS (BRA) DAS TRANSPORTADORAS DE GÁS NATURAL

CONTRIBUIÇÃO À CONSULTA PÚBLICA Nº 11/2026/ANP

7 de julho de 2026

Equipe

Gesner Oliveira – Ph.D. em Economia pela Universidade da Califórnia em Berkeley. Presidente do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) de 1996 a 2000. Presidente da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (Sabesp) de 2007 a 2010. Professor da Escola de Administração de Empresas da Fundação Getúlio Vargas de São Paulo (EAESP-FGV) desde 1990. Professor Visitante da Universidade de Columbia nos EUA em 2006. Sócio Executivo na GO Associados.

Eduardo Dornelas Munhoz - Mestre e bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade de Brasília (UnB) com foco em modelos de equilíbrio geral e avaliação de impacto de políticas públicas. Possui experiência com análises macro e microeconômicas com ênfase no setor de transportes, assim como análises econômico-financeiras e em defesa da concorrência. Coordenador de Projetos de Infraestrutura na GO Associados.

Gabriele Piras – Bacharel em Economia pela Universidade de São Paulo (USP). Formado em MBAs de Inteligência Artificial & Machine Learning e Direito da Infraestrutura. Experiência em modelagem e regulação de contratos de infraestrutura no setor público e privado. Consultor Sênior na GO Associados.

José Tassara Ferraz – Mestre e bacharel em Teoria Econômica pela Universidade de São Paulo (USP). Pesquisador do Centro de Pesquisa em Macroeconomia das Desigualdades (MADE-USP). Consultor Pleno na GO Associados.

SUMÁRIO EXECUTIVO

- O objetivo deste Parecer Econômico é discorrer a respeito da metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) apresentada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no âmbito da Consulta Pública nº 11/2026 (“CP 11/2026”). Em especial, defende-se que o uso do Recovery Capital Method (RCM) para a valoração da BRA da transportadora Nova Transportadora do Sudeste (NTS) apresenta vícios importantes que impedem a sustentabilidade financeira da operação de transporte de gás natural e cria ambiente regulatório instável para os contratos de transporte de gás natural no Brasil.
- O Ciclo Tarifário 2026-2030 constitui a primeira revisão tarifária regulada pela ANP para a NTS, que herdou os contratos legados da Malha Sudeste da Petrobras e opera sob regime de autorização desde 2017.
- A Resolução ANP nº 991/2026 introduziu o RCM como metodologia alternativa aplicável a ativos com tarifas negociadas — novidade metodológica não submetida a Consulta Pública específica nem a Análise de Impacto Regulatório (AIR), em potencial violação à Lei das Agências Reguladoras (Lei nº 13.848/2019).
- A ANP já havia rechaçado o RCM na Nota Técnica nº 07/2026 por ausência de dados adequados, definindo o CRN como metodologia regulatória aplicável ao Ciclo Regulatório 2026-2030. Em maio de 2026, a Nota Técnica nº 14/2026 reverteu essa posição sem reconhecer a contradição.
- Ainda que, para fins meramente argumentativos, se admitisse o RCM como técnica de valoração, o exercício da ANP ainda estaria equivocado. Como reconhecido pela própria agência, a aplicação do RCM está condicionada à consistência das premissas atribuídas às variáveis que o alimentam - notadamente Receita, Opex e Capex e WACC -, e da própria estrutura lógica e regulatória em que o RCM é aplicado. Nesse sentido, a inaplicabilidade do RCM é defendida em sete vertentes principais:
 - **Ausência de dados adequados:** a série histórica de OPEX disponível é incompleta (dados da Petrobras via SAP a partir de 2008, sem cobertura

de 2006–2007 e sem Serviços de Compressão Terceirizados, estes notadamente comprovados inclusive pela Petrobras), fornecida por agente com interesse econômico direto e sem rastreabilidade em demonstrações financeiras auditadas. As extrapolações adotadas pela ANP subestimam o OPEX para os anos de 2010 a 2016.

Já em relação às receitas, a ANP desconsidera dados publicados pela própria agência no âmbito do Decreto nº 7.382/2010 e, com isso, inflaciona o volume de receitas recebidas pelo transportador ao longo dos anos de 2006 a 2010;

- **Combinação de métodos incongruentes:** o cálculo aninha RCM, CRN paramétrico e CHCI de forma metodologicamente inconsistente — a própria ANP utilizou, na Nota Técnica nº 14/2026, o CRN para estimar a BRA de 2006 e o CHCI para adições ao GASCAR e Ramais 16" e 20", reproduzindo os mesmos métodos que descartou para valorar a BRA corrente da NTS;
- **CRN paramétrico baseado em custos dos EUA:** os custos unitários de construção adotados (US\$ 22–54/m*pol a preços de 2005) desconsideram o "Custo Brasil" e infraestruturas de apoio. A própria Nota Técnica nº 15/2019 da ANP apurou custo médio de US\$ 61,11/m*pol (preços de 2005) para gasodutos brasileiros — 13% acima do teto aplicado no RCM. A recalibração desse parâmetro eleva o VRN de US\$ 802,6 milhões (preços de dezembro de 2005, R\$ 1.953,8 milhões¹) para US\$ 1.114,89 milhões (preços de dezembro de 2005, R\$ 2.714,1 milhões), enquanto o Valor Depreciado passou de US\$ 525,22 milhões (R\$ 1.278,6 milhões) para US\$ 727,67 milhões (R\$ 1.771,4 milhões) com a alteração;
- **Endogenia com a receita máxima:** o RCM cria circularidade temporal — as tarifas de ciclos passados, ao integrar o cálculo, condicionam a BRA do ciclo presente, impedindo a independência entre ciclos tarifários preconizada pelo regime de Receita Máxima Permitida (RMP);

¹ Utilizando a taxa de câmbio indicada pela ANP no exercício em dezembro de 2005, de R\$ 2,4344/US\$.

- **Ausência de precedente regulatório:** o método foi utilizado em apenas uma arbitragem no mundo — caso australiano envolvendo gasodutos não regulados — nunca para definição de tarifas em regime regulatório convencional;
- **Desincentivo à eficiência:** operadores com maior OPEX acumulam menor capital recuperado, resultando em BRA mais elevada e, por extensão, maior Receita Máxima Permitida — efeito perverso que penaliza a eficiência operacional e transfere custos ao usuário; e
- **Vícios na definição do WACC:** a ANP utilizou três referências distintas de WACC para o período 2006–2025 (Notas Técnicas nº 27/2006, 01/2014 e 13/2019-SIM). No entanto, os contratos legados disponíveis (GASPAJ, GASTAU, GASDUC III) adotam unanimemente um WACC fixo baseado na Nota Técnica nº 27/2006. Considerando os valores de WACC utilizados à época no setor, o arcabouço documental da ANP para a época e a forma como o WACC dos demais contratos legados foram calculados, entende-se que o parâmetro mais adequado para aplicação no RCM, caso o método fosse admitido, seria de 11,38% a.a., valor consideravelmente superior ao utilizado pela ANP e calculado também com base na Nota Técnica nº 27/2006, mesma premissa utilizada nos demais contratos legados. Destaca-se que o uso de WACC *ex-post* inferior ao contratual configura expropriação econômica dos transportadores, vedada pelo art. 44 da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021).
- A BRA calculada pela ANP via RCM resultou em valor negativo (–R\$ 83,5 milhões), o que implica não haver remuneração da BRA para o cálculo da tarifa de transporte. Considerando apenas a alteração do WACC para 11,38% durante todo o período analisado, a BRA da NTS se elevaria para o valor positivo de R\$ 10,4 bilhões. Considerando as demais modificações nos parâmetros, o valor da BRA calculada para a NTS deveria ser de R\$ 30,9 bilhões.
- A alta variabilidade e sensibilidade dos resultados do RCM são incompatíveis com um método destinado a uso regulatório. Mesmo correções isoladas de um único parâmetro produzem variações da ordem de bilhões de reais, evidenciando a fragilidade estrutural do método.

- Por fim, a adoção do RCM cria assimetria regulatória entre transportadoras: a TBG (ainda controlada pela Petrobras) mantém o CHCI como metodologia; a NTS e a TAG (empresas independentes, em conformidade com o *unbundling*) seriam penalizadas pelo RCM. A instabilidade regulatória eleva o prêmio de risco percebido por investidores, reduz o incentivo ao investimento em infraestrutura de gás e contraria os princípios de previsibilidade e comprometimento regulatório consolidados na literatura econômica

Parâmetro	Abordagem ANP	Crítica	Abordagem GO Associados	Valor da BRA após alteração do parâmetro (R\$ mil 2025)	Diferença no valor da BRA encontrada pela ANP na Nota Técnica 14/2026 ([GOA] – [ANP], R\$ mil 2025)
OPEX	Utilizar dados incompletos da Petrobras. Estimar série entre 2006 e 2016.	Metodologia aplicada pela ANP subestima OPEX, conforme comparação com dados da NTS durante operação conjunta com Transpetro. Própria fonte dos dados (Petrobras) não garante que tais valores correspondem à totalidade dos valores de custos de operação e manutenção dos contratos legados da Malha Sudeste, além de não refletirem contratos e custos com sistemas de compressão (SCOMPs) durante o período que a própria empresa era controladora da NTS	Utilizar média por milhões de m ³ de capacidade comprada do OPEX reportado pela NTS entre 2017 e 2021 de forma retroativa para os anos de 2010 a 2016 (utilizar valor médio por capacidade comprada a preços de 2005 reinflacionado para cada ano)	+R\$ 1.664.932	+R\$ 1.748.446
Receitas	Utilizar capacidades contratadas multiplicadas pelas tarifas vigentes em cada ano do contrato	Capacidades contratadas utilizadas não correspondem a documentos divulgados pela própria ANP no âmbito do Decreto nº 7.382/2010. Adicionalmente, enquanto para o OPEX a ANP utilizou dados de pagamentos alegados pela Petrobras à Transpetro relativos ao O&M, na receita, mesmo tendo informações sobre valores pagos pela Petrobras, os desconsiderou.	Utilizar capacidades contratadas conforme documentos divulgados pela ANP e fluxo financeiro informado pela PBR	+R\$ 2.755.428	+R\$ 2.838.943
Cálculo da base de ativos em 2006	Utilizar parametrização dos EUA, sem considerar Custo Brasil e	Custos dos EUA não refletem custos reais de investimento no Brasil	Utilizar custos médios obtidos na Nota Técnica nº 15/2019	+R\$ 8.995.960	+R\$ 7.079.475

	demais infraestruturas além do gasoduto				
WACC	Utilizar WACC anual entre 2006 e 2013; WACC de Nota Técnica nº 01/2014 para os anos de 2014 a 2018; e WACC conforme Nota Técnica nº 13/2019-SIM para os anos de 2019 a 2025	WACC utilizados não refletem parâmetro contratual, gerando expropriação econômica do contrato	Utilizar WACC fixo (único) de 11,38% ao longo de todo o contrato, conforme cálculo dado pela Nota Técnica nº 27/2006 e utilizado nos demais contratos legados	+R\$ 10.425.570	+R\$ 10.509.085
Alteração conjunta de todos os parâmetros:				+R\$ 30.839.322	+R\$ 30.922.836

Elaboração: GO Associados

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
2. BREVE CONTEXTUALIZAÇÃO DO CASO	4
3. INAPLICABILIDADE DO RCM	14
3.1. Comparação do RCM com as demais metodologias	14
3.2. Ausência de dados para a aplicação do RCM	18
3.3. Combinação de métodos incongruentes	23
3.4. Endogenia entre o RCM e a receita máxima	31
3.5. Ausência de precedente regulatório	32
3.6. Desincentivo à eficiência e transferência de risco ao usuário	34
3.7. Inconsistência da ANP no cálculo do WACC	35
4. CONSIDERAÇÕES SOBRE O WACC NO RCM	41
5. IMPACTOS SOBRE A BRA.....	47
6. IMPORTÂNCIA DA SEGURANÇA JURÍDICA E REGULATÓRIA.....	51
7. CONCLUSÕES.....	57
REFERÊNCIAS	61

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1: COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE VALORAÇÃO DA BRA	18
QUADRO 2: VARIABILIDADE DA PARTICIPAÇÃO DO DIREITO DE PASSAGEM E G&A NA BASE DA NTS	21
QUADRO 3: COMPARAÇÃO ENTRE O OPEX ANP E O OPEX NTS (DURANTE O CONTRATO DE OPERAÇÃO COM A TRANSPETRO)	22
QUADRO 4: COMPARAÇÃO ENTRE AS CAPACIDADES CONTRATADAS NO REPORTE ANP E NO MODELO RCM (EM MILHÕES DE M ³ /DIA)	23
QUADRO 5: CUSTO MÉDIO DE CONSTRUÇÃO DO GASODUTO POR CATEGORIA	30
QUADRO 6: COMPARAÇÃO ENTRE OS VALORES VRN – NOTA TÉCNICA Nº 14/2026 E NOTA TÉCNICA Nº 15/2019	30
QUADRO 7: VALOR DEPRECIADO DAS INFRAESTRUTURAS DO CONTRATO MALHA SUDESTE	31
QUADRO 8: ENDOGENIA DO RCM EM CICLOS TARIFÁRIOS BASEADOS EM RMP	32
QUADRO 9: SIMULAÇÃO DA BRA PARA EMPRESAS EFICIENTES E INEFICIENTES	35
QUADRO 10: BETAS HISTÓRICOS (2006-2013)	39
QUADRO 11: PARÂMETROS DO WACC CONSIDERANDO MÉDIA MÓVEL DE 10 ANOS	40
QUADRO 12: WACC APRESENTADO NOS CONTRATOS LEGADOS	43
QUADRO 13: WACC DE ENTES REGULADOS À ÉPOCA	44
QUADRO 14: WACC CALCULADO PARA O CONTRATO DA MALHA SUDESTE	45
QUADRO 15: SIMULAÇÕES DO RCM COM ALTERAÇÃO DE PARÂMETROS	48

1. INTRODUÇÃO

O objetivo deste Parecer Econômico é discorrer a respeito da metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) apresentada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) no âmbito da Consulta Pública nº 11/2026 (“CP 11/2026”). A metodologia irá afetar diretamente os resultados do Ciclo Tarifário 2026-2030 para as transportadoras Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS) e Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) no âmbito da 2ª Fase do Plano de Ação para o Ciclo Tarifário 2026-2030.

A criação da NTS remonta ao processo de desinvestimento implementado pela Petrobras a partir de 2015, motivado pelo elevado endividamento da estatal — agravado pelos efeitos da Operação Lava-Jato e pela queda dos preços internacionais do petróleo — que impôs a necessidade de desalavancagem financeira mediante a alienação de ativos não essenciais ao núcleo de negócios da companhia. A título de exemplo, a empresa, que já havia perdido o grau de investimento de 2015, sofreu novos rebaixamentos em 2016, atingindo grau BB+ com perspectiva negativa pela agência Standard & Poor e grau B3 com perspectiva negativa pela agência Moody's, assim como seu índice Dívida Líquida/EBTIDA se encontrava em 3,76, acima do valor limítrofe de 2,5 comumente considerável como saudável.

Nesse contexto, a Petrobras vendeu, em 2016, grande parte de sua participação da NTS, transportadora autorizatória que opera gasodutos nos estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, com o desinvestimento integral concluído em 2021. Tal operação ocorreu no âmbito do Programa Gás para Crescer, iniciativa lançada pelo Ministério de Minas e Energia em 2016 para promover a abertura do mercado de gás natural.

Posteriormente, e fruto dos movimentos da Petrobras em 2016, o setor de gás natural brasileiro passou por uma intensa alteração regulatória, com destaques especiais para a Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) e a assinatura do Termo de Cessação de Conduta (TCC) entre a Petrobras e o Conselho de Defesa da Concorrência (Cade), em

que a petroleira assumiu o compromisso de realizar diversos desinvestimentos, incluindo a redução significativa de sua participação no mercado de gás natural.

Uma característica importante da NTS são os contratos legados herdados pela empresa, no total de cinco, dentre eles o da Malha Sudeste, cuja vigência terminou em dezembro de 2025. Tais contratos possuem forma específica conforme negociação entre a petroleira e as transportadoras, então suas subsidiárias. A revisão para o atual Ciclo Tarifário 2026-2030 marca, portanto, a primeira revisão tarifária regulada pela ANP para o contrato da Malha Sudeste.

Nesse âmbito, é natural que a metodologia de valoração da BRA siga metodologias aplicadas pela ANP em ciclos tarifários de outras transportadoras – por exemplo, no caso da TBG, em 2019, em que se utilizou o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) – ou que utilize metodologias já referenciadas e validadas pela agência, como no caso do Custo de Reposição Novo (CRN), já citado na Resolução nº 15/2014/ANP. Essas são metodologias consagradas, utilizadas tanto por reguladores brasileiros como de outros países.

Essas metodologias não são apenas referenciadas no arcabouço regulatório da ANP, mas também de outras agências nacionais e internacionais. A Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (Arsesp), por exemplo, utiliza metodologia de custo histórico na regulação da distribuidora Comgás, enquanto a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) utiliza o Método de “Valor Novo de Reposição”², mesma metodologia utilizada pela Arsesp para a valoração da Base de Ativos Regulatórios da Sabesp.

No entanto, a ANP optou por utilizar um método nunca utilizado no contexto brasileiro e nunca antes utilizado para questões regulatórias no mundo (com apenas uma aplicação pontual, e em situação incomum de criação de cenário para contexto de

² Disponível em: https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/procreg/proret/modulo02/subm2.3/Proret_Submod_2.3_V_2.0C_aren20221003.pdf. Acesso em: 28/06/2026.

arbitragem, e não como regra contratual): o Método do Capital Recuperado (RCM, na sigla em inglês). Dentre as principais desvantagens no uso do RCM, estão:

- Pouco contexto de uso histórico, tendo sido utilizado apenas uma vez na Austrália em situação diversa à atual;
- Dispersão e amplitude dos resultados, que são consideravelmente sensíveis aos parâmetros utilizados;
- Dados incompletos, não verificáveis e/ou de baixa precisão utilizados pela ANP;
- Uso de metodologias incongruentes com o RCM para valoração da base de ativos inicial;
- Utilização de um custo de capital (WACC) diferente daqueles utilizados nos contratos legados e materialmente destoantes das referências adotadas no mesmo período para outros ativos regulados de setores comparáveis, ainda que tal ação gere expropriação econômica e infração ao art. 44 da Nova Lei do Gás; e
- Introdução do RCM no arcabouço regulatório sem realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) pela agência.

Para explorar o tema e as fragilidades do uso do RCM, este Parecer está dividido em sete seções, incluindo esta Introdução. A Seção 2 apresenta uma breve contextualização do setor e do caso em análise, enquanto a Seção 3 apresenta a metodologia RCM e suas dificuldades de implementação no presente caso. Por sua vez, a Seção 4 apresenta considerações a respeito do WACC utilizado no exercício de RCM realizado pela ANP, enquanto a Seção 5 dispõe a comparação da BRA com base nos diferentes parâmetros testados. A Seção 6 apresenta a importância de se manter a estabilidade e a previsibilidade regulatória e apresenta a literatura econômica que trata sobre os impactos da insegurança jurídica na economia.

Uma seção final sumariza as principais conclusões extraídas deste Parecer, elaborado com base em fontes públicas e em informações fornecidas pela NTS, devidamente citadas ao longo do texto.

2. BREVE CONTEXTUALIZAÇÃO DO CASO

O objetivo desta seção é apresentar uma breve contextualização do setor de gás natural, tendo como principais nortes uma análise histórica da regulação das transportadoras de gás e o atual entrave na forma de valoração da BRA da NTS no Ciclo Tarifário 2026-2030.

Até a aprovação da Emenda Constitucional nº 9 (EC nº 9) em 1995, a Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras), empresa controlada pelo Governo Federal, possuía o monopólio da exploração de gás natural no Brasil. Em 1997, foi aprovada a Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97), cujo objeto era regulamentar a EC nº 9 e trazer avanços regulatórios ao setor, como a abertura do mercado do petróleo, ainda que seus efeitos tenham sido limitados ao mercado de gás natural.

Em 2006 foi lançado o Plano de Antecipação de Gás do Sudeste (Plangás) cujo objetivo era garantir o abastecimento de gás natural, reduzir os riscos do fornecimento de gás boliviano e assegurar a oferta para a geração termelétrica e demais mercados não térmicos. O programa foi composto por uma carteira de projetos em exploração e produção, processamento e transporte de gás natural na região Sudeste visando o incremento da oferta de 15 milhões m³/dia em 2007 para 40 milhões m³/dia em 2008 e, posteriormente, 55 milhões m³/dia em 2010³.

Foi nesse âmbito que surgiram diversos contratos, dentre eles o contrato Malhas Sudeste, firmado inicialmente pelo consórcio “Malhas Sudeste Nordeste”, formado pela TNS, NTN, NTS e Transpetro. Tais contratos legados foram celebrados na modalidade firme, sob o regime de *ship-or-pay*, esse arranjo conferia ao adquirente um fluxo de receitas previsível e de longa duração, lastreado em compromissos de pagamento assumidos pela Petrobras independentemente do volume de gás efetivamente movimentado.

³ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estudos-e-notas-tecnicas/projetos-especificos/nota-conjunta-03-2009-plangas.pdf>. Acesso em: 29/07/2026.

Ponto relevante para a presente discussão está na forma como tais contratos eram precificados: na ausência de regulação específica, tais contratos tinham suas tarifas definidas sob negociação entre a Petrobras e suas subsidiárias. Portanto, tais tarifas nunca passaram por ciclos tarifários formais da ANP

Ainda que não diretamente regulados pela ANP, tais contratos se amparavam no referencial regulatório da agência à época. Exemplo é o contrato do Gasduc III⁴, que, para cálculo do WACC (em seu “Anexo IV”), se utilizou da Nota Técnica nº 27/2006 da ANP, documento do regulador que instruía o cálculo desse parâmetro à época.

Ressalte-se ainda que, apesar da tarifa ser definida por negociação entre as partes, tais contratos eram submetidos à homologação da ANP. Em tais processos, a agência avaliava se tais contratos respeitavam a legislação vigente e a razoabilidade das tarifas negociadas, conforme redação da Lei nº 9.478/1997, art. 8º: “VI - estabelecer critérios para o cálculo de tarifas de transporte dutoviário e arbitrar seus valores, nos casos e da forma previstos nesta Lei.”

Em 2009 o setor ganharia marco próprio com a aprovação da chamada Lei do Gás (Lei nº 11.909/09), que findou o monopólio da Petrobras nas atividades da indústria do gás natural. A Lei do Gás também introduziu a regulação das outras atividades do gás, desde seu tratamento até sua comercialização.

Em 2015, a Petrobras iniciou o desinvestimento em diversos ativos motivada pelo elevado endividamento da estatal — agravado pelos efeitos da Operação Lava-Jato e pela queda dos preços internacionais do petróleo — que impôs a necessidade de desalavancagem financeira mediante a alienação de ativos não essenciais ao núcleo de negócios da companhia.

Nesse âmbito, lançou-se o Programa Gás para Crescer, de iniciativa do Ministério de Minas e Energia (MME) e voltado a estudar e elaborar propostas para preservar o adequado funcionamento do setor de gás natural diante de um cenário de

⁴ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/arquivos/arquivos-contratos-legados/nts>. Acesso em: 29/06/2026.

redução da participação da Petrobras. A iniciativa Gás para Crescer foi lançada em 24 de junho de 2016 com o objetivo de estudar e elaborar propostas para manter o adequado funcionamento do setor de gás, diante de um cenário de redução da participação da Petrobras. A operação de venda da NTS foi anunciada em 23 de setembro de 2016 e concluída em 4 de abril de 2017, quando a Petrobras alienou 90% das ações da companhia ao Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em Participações (FIP), gerido pela Brookfield Brasil Asset Management, entidade afiliada à Brookfield Asset Management, tendo como demais cotistas a British Columbia Investment Management Corporation (BCIMC), a CIC Capital Corporation (subsidiária da China Investment Corporation) e a GIC Private Limited, de Singapura.

A partir da movimentação dos agentes do mercado do gás e da menor participação da Petrobras nesse mercado, idealizou-se o programa Novo Mercado do Gás, instituído formalmente por meio do Decreto nº 9.934/2019 visando a abertura do mercado de gás natural no Brasil, assim como aumentar sua competição. Neste mesmo ano, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a Resolução nº 16/2019 que estabeleceu os desafios e as diretrizes para políticas energéticas com o objetivo de estimular a livre concorrência no mercado de gás natural.

O Novo Mercado do Gás foi impulsionado com a promulgação da Lei 14.134/2021, ou “Nova Lei do Gás”. A aprovação da lei alterou o regime de exploração de concessão para regime de autorização a ser dada pela ANP. Define-se, então, após uma consulta pública, a Receita Máxima Permitida (RMP) que o transportador poderá obter com a atividade, assim como os critérios para o reajuste das tarifas (art. 9º), conforme já previsto na Resolução ANP nº 15/2014.

Outro ponto relevante da Nova Lei do Gás foi manutenção à proteção às receitas auferidas pelos transportadores dos contratos legados (art. 44), já abarcada pela chamada Lei do Gás, que teriam o prazo de até cinco anos para se adequarem às novas normas. No caso dos contratos da NTS, o Ciclo Tarifário 2026-2030 constitui a primeira revisão tarifária considerando o término do contrato legado da Malha Sudeste (encerrado em dezembro de 2025), sendo que, para os demais ativos da NTS, continuam válidos os contratos de transporte vigentes.

O atual Ciclo Tarifário surge à luz da Resolução ANP nº 15/2014, no qual dispõe os critérios para cálculo das tarifas de transporte e o procedimento para a aprovação das propostas de tarifas de transporte encaminhadas pelos transportadores. Seguindo tal regulamento, as transportadoras enviaram suas propostas de metodologia de valoração da BRA em fevereiro de 2025. Em agosto do mesmo ano, iniciou-se a Consulta Pública ANP nº 08/2025 que visou obter subsídios e informações adicionais sobre as propostas tarifárias e valoração da base regulatória de ativos das transportadoras para o novo ciclo tarifário.

Em função da complexidade técnica das contribuições recebidas, a diretoria da ANP aprovou um “plano de ação faseado” (Decisão de Diretoria nº 704/2025) para a definição dos parâmetros do Ciclo Regulatório 2026-2030 constituído por:

1. Definição da taxa de retorno, findada pela Decisão de Diretoria nº 835/2025, de dezembro de 2025, que aprovou o WACC de 7,63% a.a. em termos reais;
2. Valoração da Base Regulatória de Ativos, discutida na Nota Técnica nº 07/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ e posteriormente na Nota Técnica nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, tendo sido realizadas, respectivamente, nas Consultas Públicas nº 03/2026 e 11/2026; e
3. Definição da RMP e das propostas tarifárias para o referido ciclo.

Neste período, a ANP decidiu revisar a Resolução ANP nº 15/2014, por meio da Consulta Prévia 01/2025 e Consulta Pública 05/2025, resultando na Resolução ANP nº 991/2026. Conforme tal resolução, a RMP é definida pela soma dos seguintes blocos (art., 8º, § 2º): (i) remuneração do capital, obtida pela multiplicação do WACC pela BRA; (ii) recuperação do capital, obtida pela depreciação regulatória e amortização da BRA; (iii) custos operacionais considerados eficientes e prudentes que abarquem operação e manutenção e despesas gerais e administrativas. Ressalte-se que em nenhum momento durante a Consulta Pública se mencionou a metodologia RCM.

Ressalta-se, no entanto, que o Ciclo Tarifário 2026-2030 não constitui a primeira vez que a ANP realiza um ciclo tarifário. Isso porque a TBG já havia passado por processo

de revisão tarifária em 2019 (Ciclo Tarifário 2020-2024). Em tal ciclo, que também envolveu o término de vigência de um contrato legado, se utilizou da regulação por Receita Máxima Permitida (RMP), foi sendo a BRA determinada pelo método de Custo Histórico Corrigido pela Inflação⁵. Ainda, durante o processo, também foi considerado o Custo de Reposição Novo (CRN), sendo posteriormente preterido.

No Processo de Oferta e Contratação de Capacidade 2023, a TBG teve sua RMP revisada, incluindo uma reavaliação a BRA conforme investimentos recentes decorrentes de mudanças nos ativos regulados. A proposta da empresa, acolhida pela Nota Técnica nº 8/2023/SIM-CAT/SIM/ANP-RJ, também considerou a valoração da sua BRA a partir do método CHCI.

Em relação às metodologias de valoração da BRA, cabe repassar o histórico das definições da ANP. A Resolução ANP nº 15/2014 considerou os métodos de CHCI (chamado de “valor atual dos ativos”), o CRN e “[...] aplicação de metodologias alternativas e amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado [...]” (art. 6º, § 3º, III). No entanto, para ativos em fase operacional, “deve, preferencialmente, situar-se dentro dos limites determinados a partir da aplicação das metodologias contidas nos incisos I [CHCI] e II [CRN] do § 3º deste artigo”.

Na Consulta Pública nº 08/2025, que discutiu as propostas tarifárias das transportadoras, requisitou-se que “Nos referidos ofícios, a SIM/ANP fixou um prazo para que os transportadores protocolizassem no SEI, nos seus respectivos processos mencionados na seção 3 desta nota técnica, a proposta de avaliação da Base Regulatória de Ativos, e que adotassem como parâmetro a metodologia definida na Nota Técnica nº 013/2019-SIM”. A nota referida no trecho anterior foi a que embasou o cálculo da BRA para o último ciclo tarifário da TBG e, portanto, reforçou o uso do CHCI - posteriormente a ANP solicitou que as propostas fossem apresentadas tanto considerando o CHCI quanto

⁵ Conforme resolução disponível em: https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?9LibXMqGnN7gSpLFOOgUQFziRouBJ5VnVL5b7-UrE5SXa6yjpRKozqlhCbvj2MGY9Fj0MbE1pC7PXWqItxFdEnkv2B9dQ6ZjO2pXQmC-Jwsx2LssCvkp-rG82fDskR3b. Acesso em: 18/06/2026.

o CRN, por serem metodologias reconhecidas, seguindo a Resolução ANP nº 15/2014 e o art.26 do Decreto nº 10.712/2021.

Já a Resolução ANP nº 991/2026, que regula o atual ciclo tarifário da NTS, trouxe inovações relevantes à valoração da BRA por prever, em essência, três tipos de modelos possíveis (art. 6º) – incluindo os já utilizados CHCI e CRN para gasodutos de transporte em fase operacional e, de forma nova, o RCM para ativos em que vigoram tarifas negociadas, ou seja, para os operadores com contratos legados:

Art. 6º: A BRA será composta pelos bens e instalações destinados à exploração da atividade de transporte de gás natural aprovados pela ANP.

§ 1º Serão incluídos à BRA apenas os bens e instalações resultantes de investimentos prudentes e necessários à prestação de serviço de transporte, após a realização de consulta pública tarifária pela ANP.

§ 2º No caso de gasodutos de transporte em fase operacional, inclusive aqueles em operação na data de publicação desta Resolução, a metodologia de valoração da BRA utilizada pela ANP deverá levar em consideração:

I - o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), o qual consiste no valor atual dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte;

II - o Custo de Reposição Novo (CRN), o qual consiste no custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte; ou

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

[...]

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

Ressalte-se que a Resolução ANP nº 991/2026 introduz o uso do RCM sem realizar consulta pública ou Análise de Impacto Regulatório (AIR), ainda que a metodologia não tenha sido abordada na consulta pública realizada em 2025, antes do faseamento do processo do ciclo tarifário.

Posterior à Resolução ANP nº 991/2026 e durante da Consulta Pública nº 03/2026, segunda fase do processo do ciclo tarifário, emitiu-se a Nota Técnica 02/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ que abordou os fundamentos técnicos e metodológicos da valoração da base regulatória de ativos. Em tal nota, que aborda o uso do RCM, ainda que de forma superficial, a seguinte ressalva sobre seu uso em contextos de revisão estrutural do regime regulatório (como o caso em tela) é apresentada:

48. Por outro lado, quando utilizado como metodologia primária de definição ex-ante da BRA, o RCM pode apresentar risco de circularidade, uma vez que o capital remanescente depende das receitas passadas, que por sua vez foram influenciadas por metodologias anteriores de valoração e definição tarifária. Em razão dessa característica, sua aplicação requer cautela metodológica, especialmente em contextos de revisão estrutural do regime regulatório

Na segunda fase do Ciclo Tarifário 2026-2030, a Nota Técnica nº 07/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ avaliou a utilização dos três métodos para a valoração da BRA da NTS. Conforme a referida nota, no entanto, rechaçou o uso do método RCM por falta de informações adequadas ao seu uso:

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

39. Considerando que o RCM pressupõe base informacional completa, auditável e metodologicamente robusta, a sua utilização, nas condições atuais, poderia introduzir risco de distorções na

valoração da Base Regulatória de Ativos, com potenciais impactos sobre a modicidade tarifária e a neutralidade regulatória.

40. Assim, neste momento, a ANP não dispõe de informações suficientes para realização da valoração da BRA dos ativos pelo método RCM decorrente do fim do Contrato Malhas Sudeste antes de submeter a Consulta Pública. (destaque nosso)

Ao longo da sua análise, a Nota Técnica nº 07/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ conclui pelo uso do método CRN, em detrimento do CHCI, para determinação da BRA inicial da NTS, fundamentando a sua escolha em análise técnica e na Resolução ANP nº 991/2026. O valor resultante da BRA para esta metodologia foi de R\$ 3,6 bilhões a preços de dezembro de 2025. Conforme a referida Nota Técnica,

[Em relação aos empecilhos para utilização do CHCI:]

A proposta de valoração da BRA da NTS pelo método do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) encontra obstáculos técnicos relevantes tanto de natureza informacional quanto estrutural.

Sob o ponto de vista informacional, verificou-se discrepância material entre valores de custo histórico constantes de documentos auditados referentes à mesma data-base (31/08/2016), notadamente entre o Laudo de Avaliação elaborado pela PwC, no contexto da alienação da NTS, e as planilhas apresentadas pela transportadora, no âmbito da Consulta Pública nº 08/2025.

[...]

Configura-se, portanto, divergência da ordem de R\$ 1,5 bilhão — superior a 110% do valor originalmente registrado no Laudo PwC — entre os custos de aquisição apresentados em dois documentos auditados referentes ao mesmo período. A divergência não decorre de critérios distintos de atualização monetária ou de depreciação acumulada, mas de diferença substancial no valor principal dos ativos considerados, o que compromete a confiabilidade do custo histórico como ponto de partida para aplicação do CHCI.

[...]

Adicionalmente, a atualização de custos históricos de ativos com mais de três décadas de operação por índice geral de preços (IGP-M), originalmente adotado no Contrato Malhas Sudeste, não assegura aderência técnica ao conceito regulatório de investimento prudente, tampouco garante correspondência com a realidade econômica

contemporânea do setor de transporte dutoviário, cujos determinantes de custo evoluíram de forma distinta da inflação geral.

[...]

[Em relação à utilização do CRN:]

Diante da impossibilidade de aplicação do Método de Capital Recuperado (RCM), em razão da incompletude das informações, e do método do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), em razão das divergências identificadas nas informações contábeis apresentadas, optou-se pela adoção do método do Custo de Reposição Novo (CRN) depreciado para a valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA). Essa escolha encontra fundamento na prerrogativa regulatória prevista no art. 6º, § 3º, inciso II, da Resolução ANP nº 15/2014 — vigente à época da submissão da proposta tarifária —, e no art. 6º, § 2º, inciso II, da Resolução ANP nº 991/2026.

No contexto da NTS, a adoção do CRN apresenta as seguintes características do ponto de vista regulatório: (i) rastreabilidade dos valores, fundada em avaliações técnicas individualizadas de ativos fisicamente identificáveis; (ii) verificabilidade mediante inspeções in loco, documentação técnica, autorizações de operação e registros operacionais; (iii) independência em relação a registros contábeis históricos sujeitos a reestruturações societárias, alocações retrospectivas e reclassificações patrimoniais; e (iv) aderência ao princípio da depreciação por idade de operação, evitando distorções decorrentes da adoção de marcos exclusivamente contratuais ou societários como referência temporal

No entanto, de forma contrária ao seu posicionamento anterior, em maio a ANP publica a Nota Técnica nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, em que aplica o RCM para valoração da BRA da NTS. Além de não citar a contradição com a Nota Técnica nº 07/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, a ANP afirma que três características da malha operada pela NTS motivam o uso do RCM:

- Ausência de determinação regulatória de BRA inicial, diferente de outros gasodutos autorizados após a vigência da Nova Lei do Gás;
- Potencial de tarifas acima do nível de recuperação eficiente, pois as tarifas dos contratos legadas foram definidas fora do contexto regulatório;

- Extensão do período de vigência, visto que vinte anos de tarifas negociadas seriam janela temporal suficiente para uma recuperação acelerada de capital.

Além de destoar do preconizado na nota técnica anterior, para fins de garantir as melhores práticas regulatórias, se torna necessário que essa discussão ocorra por meio de Consulta Pública específica e Análise de Impacto Regulatório (AIR) sobre este tema. Lembra-se que a Lei nº 13.848/2019 (Lei das Agências Reguladoras), define o conceito de AIR para esse tipo de procedimento com impacto normativo significativo e exige decisão fundamentada de dispensa em caso de não aplicabilidade

Feito todo o histórico, cabe ressaltar que a aplicação do método de RCM pela ANP possui diversas ressalvas tanto apresentadas na própria Nota Técnica nº 14/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ quanto outras que serão elencadas na próxima seção.

3. INAPLICABILIDADE DO RCM

Esta seção apresentará os principais aspectos que invalidam a aplicação da metodologia RCM para mensuração da BRA inicial da NTS no Ciclo Tarifário de 2026. Para tanto, esta seção se organiza em sete subseções: a Subseção 3.1 apresenta uma comparação entre os métodos de valoração da BRA, enquanto as Subseções 3.2 a 3.7 exaltam falhas das metodologias RCM que a tornam inaplicáveis para valoração da BRA da NTS.

3.1. COMPARAÇÃO DO RCM COM AS DEMAIS METODOLOGIAS

Como abordado na Seção 2, a Resolução ANP nº 991/2026 explicita três métodos de cálculo da BRA: o CHCI, o CRN e o RCM, sendo os dois primeiros amplamente utilizados em outros setores de infraestrutura no Brasil e no mundo. Dentre esses, o método RCM não se configura como método válido de valoração de BRA, não havendo referências de sua aplicação em setores regulados de nenhum país. Sua única aplicação ocorreu em contexto de gasoduto não regulado na Austrália, em processo de arbitragem comercial.

A começar pelo CRN, que valora o ativo pelo custo de reconstruí-lo a novo, com um equivalente funcional, a preços correntes, deduzida a depreciação acumulada. O resultado é, portanto, um custo de reposição depreciado: estima-se quanto custaria edificar hoje a mesma capacidade produtiva e abate-se a parcela correspondente à vida útil já consumida. Como exposto na Nota Técnica 02/2026, “[O CRN] busca valorar os ativos com base no custo atual necessário para reconstruir infraestrutura para fornecimento de capacidade de serviço equivalente, considerando tecnologias e preços vigentes. No CRN, a BRA não é determinada pelo valor efetivamente investido no passado, mas pelo valor econômico necessário para replicar a funcionalidade do ativo presente.”

O método é, por exemplo, utilizado pela ANEEL na consolidação da “base incremental”⁶, que compreende os novos investimentos realizados pelo operador. Ao serem valorados pelo CRN, a regulação preserva o alinhamento entre o custo do capital novo e a sua remuneração.

Ressalte-se que a ANEEL também trabalha com o conceito de “base blindada”, relacionada ao estoque de ativos passados, já aprovados pela agência e que não passará por uma nova reavaliação, sendo seu valor apenas reajustado pela inflação e depreciado. A existência da base blindada pela ANEEL (e em diversos outros reguladores) permite maior segurança jurídica sobre os investimentos já realizados e aceitos, para que não haja, por exemplo, retroatividade da BRA – tal como acontece com a RCM aplicada à BRA da NTS.

Dentre seus pontos negativos, o método pode incorrer em riscos como avanços tecnológicos, alterações de normativos e boas práticas vigentes e obsolescência de determinadas tecnologias, potencialmente dificultando ou distorcendo a comparação entre os valores atualizados e os originalmente investidos, podendo resultar em valoração a maior ou a menor do que o CHCI.

Por outro lado, a principal vantagem do CRN é refletir o custo econômico corrente da capacidade instalada, sinalizando o valor que um entrante eficiente incorreria para replicar o serviço. Além disso, este método tem o benefício de apresentar uma orçamentação mais atualizada e realista frente ao mercado vigente, uma vez que a inflação pura como considerada no CHCI pode não ser representativa da inflação monetária efetivamente observada para os ativos em si em questão, uma vez que indicadores de inflação consideram cestas de bens e ponderação envolvendo outros insumos.

Por sua vez, o CHCI valora o ativo pelo seu custo original de aquisição ou construção, monetariamente atualizado para moeda corrente por um índice de inflação, deduzida a depreciação acumulada. A metodologia ancora-se no capital efetivamente comprometido na implantação do ativo, preservando o valor real ao longo do tempo. Na

⁶ Módulo 2 dos “Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)”.

Resolução nº 991/2026, em seu Artigo 6º § 2º, o CHCI “consiste no valor atual dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte”. Enquanto isso, o CRN “consiste no custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte”.

O uso do CHCI parte de uma premissa clara, replicável e alinhada com referências nacionais e internacionais de boas práticas regulatórias. Ao aplicar indexadores inflacionários, como IPCA ou IGP-M, ao valor dos ativos (Capex) no momento inicial do contrato e trazê-los ao Valor Presente, é possível comparar uma relação de preços entre os subitens do referido ativo efetivamente proporcional ao desembolso relacionado na época inicial.

O cálculo exige os registros contábeis e patrimoniais do investimento original, sobre os quais se aplicam o índice de correção e a depreciação acumulada. Trata-se, conceitualmente, do método de menor complexidade, mas exige escrituração confiável dos investimentos realizados.

A título de referência, o valor da BRA da NTS pelo método CHCI estimado pela NTS pode ser observado na Nota Técnica nº 07/2026 como R\$ 5,319 bilhões em valores nominais na data-base Dezembro/2024.

A vantagem do CHCI está na objetividade e na verificabilidade. Por vincular a remuneração ao capital genuinamente investido, reduz a discricionariedade do regulador e o risco de sobre ou subavaliação da base. Suas limitações decorrem da dependência da existência e da qualidade dos registros históricos e do fato de o custo histórico, ainda que corrigido, poder afastar-se do custo corrente de reposição.

Foi sob tais argumentos que a ANP decidiu, na Nota Técnica nº 07/2026, não utilizar o método CHCI para cálculo da BRA da NTS. Nas palavras do regulador,

46. Configura-se, portanto, divergência da ordem de R\$ 1,5 bilhão — superior a 110% do valor originalmente registrado no Laudo PwC — entre os custos de aquisição apresentados em dois documentos auditados referentes ao mesmo período. A divergência não decorre de

critérios distintos de atualização monetária ou de depreciação acumulada, mas de diferença substancial no valor principal dos ativos considerados, o que compromete a confiabilidade do custo histórico como ponto de partida para aplicação do CHCI.

47. Sob o ponto de vista estrutural, o histórico de formação dos ativos reforça as limitações do método. Parcela relevante da infraestrutura da Malha Sudeste foi construída nas décadas de 1980 e 1990, em período anterior à Lei nº 9.478/1997, quando a Petrobras operava de forma verticalmente integrada, sem contabilidade segregada específica para a atividade de transporte dutoviário.

48. A posterior constituição do Consórcio Malhas Sudeste Nordeste (2003), a criação da NTS (2002), a alienação do controle à Brookfield (2016–2017) e reestruturações societárias subsequentes implicaram processos de alocação retrospectiva de valores contábeis, com inevitável utilização de critérios de rateio e estimativas.

49. Nesse contexto, o custo histórico registrado para fins societários pode não refletir, com precisão verificável, os investimentos efetivamente prudentes e necessários vinculados exclusivamente à prestação do serviço regulado de transporte, conforme exige o art. 6º, § 1º, da Resolução ANP nº 991/2026.

50. O CHCI, embora metodologicamente simples em sua formulação teórica, pressupõe base contábil íntegra, rastreável e plenamente conciliável desde a origem do ativo. Tal pressuposto não se verifica de forma satisfatória no caso concreto.

51. Adicionalmente, a atualização de custos históricos de ativos com mais de três décadas de operação por índice geral de preços (IGP-M), originalmente adotado no Contrato Malhas Sudeste, não assegura aderência técnica ao conceito regulatório de investimento prudente, tampouco garante correspondência com a realidade econômica contemporânea do setor de transporte dutoviário, cujos determinantes de custo evoluíram de forma distinta da inflação geral.

Ressalte-se que tais limitações não impediram a ANP de utilizar o método durante aplicação do RCM. Tal ponto será abordado nas próximas subseções.

Um terceiro entendimento – o RCM – valora o ativo como o capital efetivamente investido, deduzido do retorno já recuperado pelo operador ao longo da operação pretérita. Diferentemente das metodologias anteriores, que se apoiam em um atributo do próprio ativo — custo de reposição ou custo histórico —, o RCM tem por referência a rentabilidade já auferida. Em sua Nota Técnica nº 02/2026, a ANP define o RCM como

“O método parte da premissa de que o capital investido deve ser mensurado a partir da trajetória efetiva de recuperação financeira do ativo, considerando receitas obtidas ao longo do tempo, retorno sobre capital e depreciação implícita. Diferentemente do modelo clássico de *roll-forward ex-ante*, o RCM reconstrói o valor remanescente do capital com base em fluxos históricos observados”.

O cálculo reconstrói os fluxos históricos de receita líquida de custos atribuíveis ao ativo, desconta-os e subtrai a parcela já recuperada do capital investido. Sua operacionalização é, portanto, intensiva em dados — exige séries históricas de receitas, custos e custo de capital — e dependente de premissas contrafactuais sobre o retorno considerado normal, o horizonte de apuração e a taxa de desconto.

Suas limitações, contudo, são substanciais, como ficará claro nas próximas subseções. O Quadro 1 sintetiza as principais diferenças entre os métodos apresentados.

QUADRO 1: COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE VALORAÇÃO DA BRA

Critério	CRN	CHCI	RCM
Variável de referência	Custo de reposição a novo, a preços correntes	Custo histórico do investimento, corrigido pela inflação	Capital investido líquido do retorno já recuperado
Pergunta econômica	Quanto custaria reconstruir hoje a capacidade instalada	Quanto foi efetivamente investido, em moeda atual	Quanto do capital investido ainda não foi recuperado
Orientação temporal	Corrente/prospectiva	Retrospectiva (ancorada no investimento)	Retrospectiva (ancorada na rentabilidade)
Dados exigidos	Inventário físico e custos unitários de reposição	Registros contábeis e índice de inflação	Fluxos históricos de receita e custo, WACC histórico e premissas contrafactuais
Precedente regulatório	Amplo (rede: saneamento, energia, transporte)	Predominante na experiência internacional	Inexistente em regulação tarifária; apenas em uma arbitragem (dutos não regulados)

Elaboração: GO Associados.

3.2. AUSÊNCIA DE DADOS PARA A APLICAÇÃO DO RCM

Dentre uma das limitações mais contundentes da aplicação do RCM, está a necessidade de volume alto de dados de qualidade. Como apresentado na Seção 2, a própria ANP reconheceu a inviabilidade informacional do RCM na Nota Técnica nº

07/2026, em que a agência optou pelo CRN para valorar a BRA justamente por não dispor de dados apropriados à aplicação do RCM.

Desde a Nota Técnica nº 07/2026, datada de fevereiro de 2026, a ANP recebeu novos dados relacionados a pagamentos realizados pela Petrobras à Transpetro no período de 2008 a 2016 (Carta GITE/AR - DPBR-2026-25627), tendo a petroleira alegado limitação temporal dada pela implementação do sistema SAP em 2008.

No entanto, a Petrobras não garante que tais valores correspondem à totalidade dos valores de custos de operação e manutenção dos contratos legados da Malha Sudeste, além de não refletirem contratos e custos com sistemas de compressão (SCOMPs) durante o período que a própria empresa era controladora da NTS, os quais possuem comprovação documental através de contratos entre empresas terceirizadas e empresas afiliadas da Petrobras. A título de exemplo, conforme dados da NTS, os contratos de SCOMPs custaram mais de R\$ 800 milhões entre 2006 e 2016 (EY, 2026) – e estes valores não estão espelhados em sua completude no exercício de RCM elaborado pela ANP⁷.

Opex estimado/ajustado

Conforme apresentado no item 9.4 da Nota Técnica nº 14/2026, a ANP não dispõe de dados de OPEX para os anos de 2006 e 2007, além da duvidosa e pouco elucidativa base fornecida pela Petrobras (2008 a 2016) não possui o mesmo escopo que a base fornecida pela NTS (2017 a 2025). Conforme a Nota Técnica nº 14/2026,

Os valores fornecidos pela Petrobras para 2008–2016 refletem pagamentos à Transpetro registrados no SAP durante o período do Consórcio Malhas. Essa base foi constituída em uma estrutura verticalizada, na qual a Transpetro atuava como operadora física e a Petrobras era, simultaneamente, carregadora e controladora do grupo econômico das transportadoras. A partir de 2017, após a reestruturação societária e a mudança de controle da NTS, a base declarada pela transportadora passa a refletir o escopo de uma

⁷ A exemplo, o Aditamento nº 4 ao Segundo Contrato de Transporte de gás da Malha Sudeste apresenta, em seu Anexo II, três serviços de compressão, confirmando a existência desses contratos. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/transporte-de-gas-natural/arquivos/arquivos-contratos-legados/nts/4-noronha_aditivo_n_4_ao_gta_malha_se_tarjado.pdf. Acesso em: 03/06/2026.

empresa desverticalizada, com custos e despesas reconhecidos diretamente ou por meio de contratos próprios.

A comparação direta entre as duas bases exigiria, portanto, a compatibilização de escopo. O ajuste aplicado ao período 2008–2016 não pretende reconstruir, rubrica a rubrica, os custos efetivamente incorridos em cada ano do Consórcio Malhas. Seu objetivo é produzir uma série homogênea para o modelo RCM, incorporando às bases históricas as categorias que aparecem de forma explícita no período pós-desverticalização e que não estão individualizadas nos pagamentos da Petrobras para a Transpetro.

Para esse fim, foram consideradas duas categorias: Despesas Gerais e Administrativas (G&A) e Direito de Passagem. A primeira reflete a estrutura administrativa própria de uma transportadora independente; a segunda reflete uma rubrica operacional explicitamente declarada pela NTS na abertura de O&M. A inclusão dessas categorias decorre da mudança de regime societário-operacional e da ressalva da Petrobras sobre a não integralidade dos pagamentos registrados, sem atribuição de causas às variações anuais da base histórica.

Para compatibilizar as bases, a ANP adotou dois procedimentos:

- Ajuste da série fornecida pela Petrobras, considerando que ela refletia apenas o direito de passagem e as despesas gerais e administrativas. Para tanto, utilizou-se a participação média desses itens nas despesas gerais entre 2017 e 2021 conforme constam nos dados fornecidos pela NTS, assumindo-se igual participação para os anos anteriores. O uso apenas desses anos se deu pela operação da Transpetro dos ativos da NTS temporariamente, durante o período de transição do controle acionário; e
- Utilização do custo médio por km do valor de custo operacional (após ajuste) de 2008 como *proxy* para o custo operacional de 2006 e 2007.

As extrapolações realizadas pela ANP mostram a inaplicabilidade do RCM para o presente caso. Sendo um método dependente de dados de qualidade, extrapolações tem grande potencial de distorcer os resultados – e o fazem, como será apresentado na Seção 5. Lembra-se ainda que os próprios dados são frágeis pois não refletem todos os custos de O&M, conforme reportado pela própria Petrobras; e não reflete os custos dos Serviços de Compressão Terceirizados lastreados em contratos assinados.

Além disso, as extrapolações assumidas não são singelas – basta perceber a participação do direito de passagem nos dados da NTS para os anos de 2017 a 2021 varia de 10,01% a 16,65%, intervalo amplo em relação à média do período utilizada pela ANP (13,13%). Da mesma forma se comportam os dados de despesas gerais e administrativas, que variam entre 11,89% e 16,90% - novamente em intervalo amplo ante o parâmetro médio utilizado pela agência (14,47%, Quadro 2).

QUADRO 2: VARIABILIDADE DA PARTICIPAÇÃO DO DIREITO DE PASSAGEM E G&A NA
BASE DA NTS

	Média (premissa ANP)	Mínimo	Máximo
Direito de passagem	13,13%	10,01%	16,65%
G&A	14,47%	11,89%	16,90%
Total	27,59%	21,90%	33,56%

Fonte: ANP (Nota Técnica nº 14/2026)

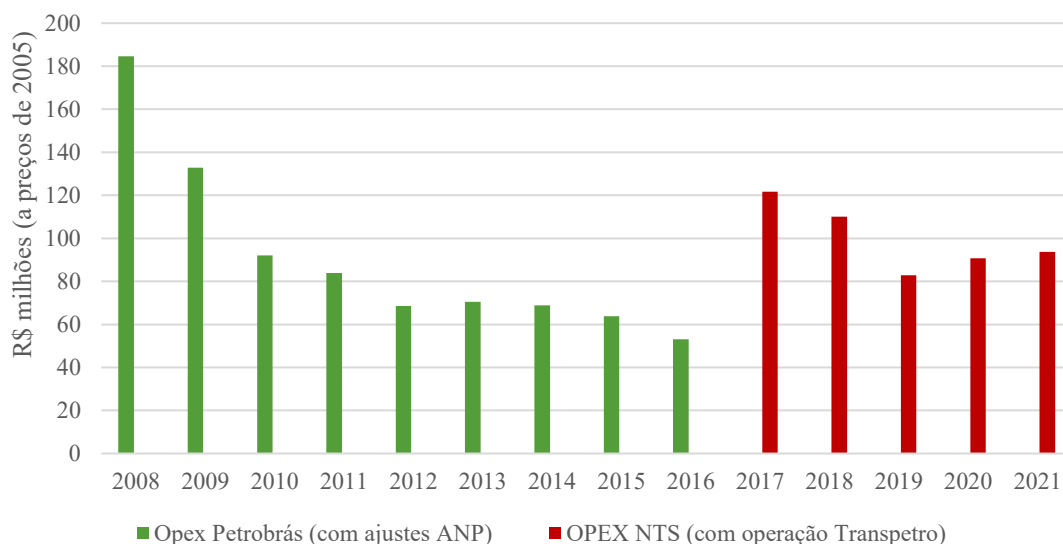
Ainda, em vez de extrapolar uma série retroativa do OPEX antes da operação da NTS com base em percentuais de direito de passagem e G&A, a ANP poderia ter assumido, como base, o OPEX da NTS durante os anos em que a Transpetro operou os ativos. Ainda que tal alteração ainda fosse uma extrapolação e ainda invalidaria o uso do RCM, tal abordagem pelo menos geraria estimativas de OPEX retroativas provavelmente mais acuradas, dado que considerariam todos os custos de O&M e custos dos Serviços de Compressão Terceirizados⁸, além de uma estrutura operativa compatível com uma entidade independente.

O Quadro 3 apresenta o OPEX estimado pela ANP para os anos de 2008 a 2016, assim como o OPEX identificado pela NTS durante os anos em que a Transpetro operou os ativos. Sob a mesma data-base, fica claro que o OPEX estimado pela ANP está subestimado para, pelo menos, os anos de 2010 a 2016. Mesmo assumindo uma regra conservadora de que o OPEX ANP não poderia estar abaixo do menor valor reportado pela NTS para os anos de 2017 a 2021, ainda assim haveria subestimação da estimativa

⁸ Destaca-se que ainda assim poderia haver subestimação dos valores de OPEX, considerando que a NTS, após assumir a operação, promoveu reduções nas estações de compressão terceirizadas, o que otimizou os custos operacionais da companhia.

da ANP para os anos de 2012 a 2016. Tal subestimação induz a um menor valor de BRA ao final do cálculo do RCM.

QUADRO 3: COMPARAÇÃO ENTRE O OPEX ANP E O OPEX NTS (DURANTE O CONTRATO DE OPERAÇÃO COM A TRANSPETRO)



Elaboração: GO Associados.

Receitas

Outra premissa que apresenta oportunidade de maior refino e acurácia são as receitas associadas aos ativos em questão. A agência considera a receita contratual no cálculo do RCM (direito de receita), mas essa não parece ser a escolha mais precisa sob a ótica metodológica: como o RCM é um método fundamentado no fluxo de caixa, *quando* as receitas foram efetivamente recebidas é um dado relevante

É evidente que o uso das receitas efetivas não deve ser feito desprovido de críticas. Por exemplo, multas não devem ser deduzidas do valor recebido, visto que derivam de erro (e risco) do operador. Contudo, levando-se em conta que a temporalidade do recebimento das receitas é relevante para o método, seria importante que se tivessem dados de qualidade para utilização das receitas efetivas, sendo certo que se não fosse possível determiná-las com alto grau de precisão, a ANP deveria manter coerência com sua conclusão sobre a inaplicabilidade do RCM para o caso em tela, descrita na Nota Técnica nº 07/2026.

Há, ainda, um segundo aspecto a ser considerado: o descasamento da capacidade contratada utilizada no modelo do RCM e aqueles reportados pela ANP em cumprimento ao disposto no §1º do art. 46 do Decreto nº 7.382/10. O Quadro 4 apresenta tais diferenças, evidenciando que a contratação de capacidade assumida no RCM pode ser até 29% maior do que aquela reportada pela ANP. Novamente, tal vício induz à redução da BRA final por este método. Ressalte-se que o incremento da capacidade contratada segue, em grande medida, ao início de operacionalização do GASCAR, que, conforme Relatório da Administração da Transpetro de 2004 (Transpetro, 2004, p.13), adiciona 8,7 milhões de m³/dia de capacidade à malha. A operação do GASCAR iniciou-se em 2007 com o trecho Campinas x Taubaté (Transpetro, 2008) e posteriormente no segundo semestre de 2018, com a Autorização nº 274/2008, o trecho Taubaté x Rio de Janeiro.

QUADRO 4: COMPARAÇÃO ENTRE AS CAPACIDADES CONTRATADAS NO REPORTE ANP E NO MODELO RCM (EM MILHÕES DE M³/DIA)

Ano	(A) Reporte da ANP ao Decreto nº 7.382/2010	(B) Valor utilizado no RCM (Nota Técnica nº 14/2026)	Diferença % (C=B/A-1)
2006	27,28	38,38	41%
2007	29,88	38,33	28%
2008	35,04	40,08	14%
2009	39,83	41,50	4%
2010	41,34	42,62	3%

Fonte: ANP. Elaboração: GO Associados.

Por fim, a discrepância entre as receitas é reforçada pelas demonstrações financeiras auditadas da NTS para os anos de 2006 e 2007. Para esses anos, os valores das receitas operacionais deduzidos os encargos foram de R\$ 306,0 milhões e R\$ 314,9 milhões a valores correntes, consideravelmente menores do que os valores de R\$ 389,9 milhões (+27%) e de R\$ 358,6 milhões (+14%) em valores correntes estimados pela ANP no RCM. Novamente, tais superestimações reduzem o valor da BRA por este método.

3.3. COMBINAÇÃO DE MÉTODOS INCONGRUENTES

Rememora-se que, na Nota Técnica nº 07/2026, a agência havia descartado o RCM pela falta de informação de qualidade e definido o CRN como determinação

regulatória. Dentre as informações faltantes para aplicação do método RCM estava a falta de uma BRA em 2006. Isto é, considerando que parte dos ativos dos contratos da Malha Sudeste datam da década de 1980 e 1990 – e, portanto, não eram ativos *greenfield* com operação iniciada em 2006 – então haveria BRA pré-constituída, em situação similar à que a NTS atualmente se encontra. Para tanto, a agência utilizou o método CRN para valoração de parte dos ativos em 2006.

Não apenas o CRN foi aplicado, mas também o CHCI foi utilizado para as adições ao GASCAR e aos Ramais 16" e 20" entre 2007 e 2017, conforme apresentado na memória de cálculo disponibilizada na Consulta Pública nº 11/2026 e explicitado na Nota Técnica nº 14/2026:

11.1. Fórmula e Mecânica da BRA

A BRA é calculada por uma recursão anual em dois níveis hierárquicos. No primeiro nível, a variação da BRA em cada exercício corresponde ao Retorno Total de Capital daquele ano, definido como o resíduo da receita após cobrir todos os custos:

$$\text{Retorno Total}(t) = \text{Receita}(t) - \text{Opex}(t) - \text{IRPJ/CSLL}(t) - \text{WACC} \times \text{BRA}(t-1)$$

No segundo nível, a BRA ao final de cada exercício é calculada incorporando as adições de capital (CRN e CAPEX pós-2006), as alienações e a variação apurada no primeiro nível:

$$\text{BRA_fim}(t) = \text{BRA_ini}(t) + \text{CRN}(t) + \text{Adições}(t) + \text{Baixas}(t) - \text{Retorno Total}(t)$$

onde $\text{BRA_ini}(t) = \text{BRA_fim}(t-1)$ em todos os exercícios exceto 2006, em que a BRA de abertura é o somatório dos ativos existentes em 31/12/2005 (R\$ 1.321.737,30 mil). Nos exercícios de 2007 a 2017, os valores de aquisição do GASCAR e dos Ramais 16" e 20" declarados pela NTS na aba "BRA CHCI (Ativo por Ativo)" são incorporados progressivamente à BRA.

[...]

O segundo grupo compreende o Ramal 16", o Ramal 20" e o GASCAR. Diferentemente dos ativos do primeiro grupo, esses gasodutos não foram valorados por custo de reposição nem por estimativa paramétrica. Seus valores foram obtidos diretamente da aba "BRA CHCI (Ativo por Ativo)" da planilha-modelo, que consolida o

detalhamento contábil ativo a ativo informado pela NTS para o imobilizado associado à Malha Sudeste. Trata-se, portanto, de valores de aquisição ou incorporação ao imobilizado registrados na base contábil da transportadora, e não de valores reconstruídos a partir de benchmarks de custo.

Na abertura de 2006, esse grupo contribui com R\$ 52.588,98 mil, composto por R\$ 14.954,36 mil do Ramal 16" e R\$ 37.634, mil do GASCAR. A partir dos exercícios seguintes, a planilha incorpora novos registros contábeis vinculados ao GASCAR, ao Ramal 20" e a eventuais complementos do Ramal 16", sempre no exercício em que constam como aquisição ou incorporação ao imobilizado na base CHCI. Essa temporalidade é relevante: o modelo não antecipa para 2006 todo o valor desses ativos, mas reconhece cada parcela no ano correspondente ao registro de aquisição informado pela NTS.

O GASCAR, em particular, responde pela maior parte dos aportes desse grupo entre 2007 e 2017. As parcelas registradas na Tabela 25 refletem a incorporação progressiva de seus ativos ao imobilizado contábil, conforme informado na aba CHCI, e não a aplicação da metodologia de CRN utilizada para GASVOL, GASPAL, GASAN, GASBEL e GASDUC II. A mesma lógica se aplica ao Ramal 20" e aos complementos dos Ramais: sempre que há valor lançado na coluna de aquisição NTS (CHCI), o montante corresponde ao registro contábil declarado pela NTS para aquele ativo ou componente, preservando a rastreabilidade entre a base regulatória e a base de imobilizado disponibilizada pela transportadora. (destaques nossos)

O trecho apresentado pela ANP apresenta um amálgama metodológico sem respaldo técnico, misturando critérios diferentes de determinação da BRA, de acordo com a disponibilização inicial de informações retrógradas. Cabe salientar que os métodos elaborados aplicam critérios diversos para a determinação desse momento, e o momento de atribuição de valor a determinado ativo tem impacto significativo no Fluxo de Caixa.

O uso do CHCI, além de contraditório com o uso do CRN e sem justificativa formal do motivo da mudança de metodologia apenas para esse conjunto de ativos, também contrasta com a posição da Nota Técnica nº 07/2026, que rechaçou o uso do CHCI para calcular a BRA da NTS.

Destaque-se que, ainda que a ANP não tivesse apontado nenhum vício no uso do CHCI na Nota Técnica nº 07/2026, ainda assim sua utilização no RCM seria equivocada. Isso porque o CHCI reflete o valor após a entrada em operação dos ativos e não o

desembolso, como preconiza o RCM. Dessa forma, deixa-se de remunerar os ativos enquanto são construídos, que é um pressuposto claro do RCM. Em essência, esta crítica se alinha à da receita, de que o fluxo de caixa dos desembolsos é relevante para o RCM e utilizar o CHCI simplesmente contraria tal aspecto.

Tal aspecto também é destacado por EY (2026), que encontrou diferenças relevantes entre a data de imobilização contábil e a data de entrada em operação conforme a Autorização de Operação emitida pela ANP. Com isso, identificou-se que a data da imobilização contábil não reflete adequadamente o perfil temporal dos investimentos, sendo que, conforme reforçado anteriormente, o RCM, por seu conceito, deveria considerar a temporalidade dos desembolsos realizados e não a imobilização contábil.

Os parágrafos 242 e 243 da referida NT também são explícitos em destacar que tanto a Resolução ANP nº 15/2014 quanto a Resolução ANP 991/2026 determinam que

“em se tratando de Gasodutos de Transporte que não se encontram em fase de operação, o valor da Base Regulatória de Ativos será o custo de investimento efetivamente incorrido na sua fase de construção.”

Nesse ímpeto, é importante notar que a memória de cálculo proposta pela ANP considera ativos imobilizados no valor total de cerca de R\$ 18,4 milhões em 2005, ainda que a Demonstração Financeira da NTS de 2006⁹ explicita valores de Imobilizados em Andamento em 2005 da ordem de R\$ 691,9 milhões. Essa vasta diferença quanto ao valor dos ativos, considerando a necessidade como explicitada pela própria ANP de se valorar os ativos ainda não operação, demonstra a necessidade de se rever e aprofundar os estudos sobre os critérios de determinação dos ativos da NTS.

Nesse sentido, além de utilizar dois métodos aninhados – algo exótico – a própria agência utilizou o método CRN - que, lembra-se, já julgou correto para mensurar a BRA da NTS na Consulta Pública 03/2026 - para calcular a BRA de 2006.

⁹ Disponível no Documento 5651176 pelo SEI https://sei.anp.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_exibir.php?iI3OtHvPArITY997V09rhsSk_bDKbaYSycOHqqF2xsM0IaDkkEyJpus7kCPb435VNEAb16AAxmJKUdrsNWVIqQ7QxKj_c7ZRg2Sw40UqLILrlmEpG91qm_kv-r4j6A4Fa

Além de combinar metodologias distintas, a ANP empregou um CRN paramétrico baseado em custos unitários de gasodutos dos Estados Unidos. A metodologia apresentou diversos vícios: primeiro, o custo unitário utilizado considera apenas a construção dos gasodutos e desconsidera as infraestruturas de apoio, como pontos de entrada e saída — infraestruturas que a própria agência havia considerado no cálculo de CRN da Nota Técnica nº 07/2026. Nesse caso, deve-se lembrar que o gasoduto conecta dois pontos geográficos e que as infraestruturas de suporte (como pontos de entrada, entrega, interconexão e estações de compressão) fazem parte do rol de infraestruturas necessárias para sua operação sem as quais o gasoduto não poderia ser utilizado e nem ter valor econômico. Portanto, tais investimentos também deveriam ser considerados, tal como analisado também por EY (2026).

Segundo, nota-se que os parâmetros adotados também são frágeis. Os valores utilizados pela ANP situam-se entre US\$ 22,08 e US\$ 54,39/m*pol, preços de 2005, conforme a categoria do duto. Tais valores foram utilizados para a valoração das infraestruturas da NTS aparentemente sem debate crítico sobre tal extrapolação. É de conhecimento público que o Brasil possui diversas ineficiências, representadas pelo jargão “Custo Brasil”, que podem onerar a construção de um gasoduto no país, tornando a métrica americana ineficaz ao caso brasileiro.

A estimativa mais difundida de “Custo Brasil” é a do Movimento Brasil Competitivo (MBC), em parceria com o Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviço (MDIC) e apoio técnico da Fundação Getúlio Vargas (FGV), que dimensiona o custo adicional anual de operar no país relativamente à média da OCDE. A primeira medição, em 2019, revelou um custo adicional de R\$ 1,5 trilhão por ano, valor que subiu para R\$ 1,7 trilhão em 2022, montante que se aproxima de 19,5% do PIB nacional¹⁰.

Outro estudo, a Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (FIESP) mediu o impacto do Custo Brasil sobre o preço dos bens industriais nacionais. Os resultados

¹⁰ Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/composicao/se/cndi/gts/tematicos/gt-cb>. Acesso em: 18/06/2026.

indicam que o “Custo Brasil” encareceu os produtos industriais brasileiros, em média, em 25,4% no período de 2008 a 2019¹¹.

Em complemento, indicadores setoriais isolam componentes específicos do Custo Brasil. No eixo da burocracia tributária, o relatório Doing Business Subnacional Brasil 2021 do Banco Mundial documenta que empresas brasileiras gastam entre 1.483 e 1.501 horas por ano para preparar, declarar e pagar impostos, mais do que qualquer outro país; para fins de comparação, a média das economias de alta renda da OCDE é de 155,7 horas, a do grupo de países da América Latina e Caribe é de 325,3 horas e a dos BRICS é de 437,2 horas¹².

O efetivo impacto do “Custo Brasil” a se considerar sobre o referencial americano fica evidente em estudo realizado pela própria ANP, em 2019, a respeito do custo médio de construção de gasodutos. Tal estudo (Nota Técnica nº 15/2019-SIM) foi realizado pela própria Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM) — responsável pela estimativa do RCM na Nota Técnica nº 14/2026 — e apurou, em 2019, custo médio de implantação de gasodutos no Brasil de US\$ 79,67/m*pol a preços de 2019 (US\$ 61,11/m*pol a preços de 2005, corrigido por efeito inflacionário pelo CPI americano entre dezembro de 2005 e julho de 2019), valor 13% acima do teto do intervalo considerado no RCM¹³.

Não obstante existência de referência dentro da própria agência, em artigo publicado no Canal Energia¹⁴ em agosto de 2020, indica que o custo total para construção de gasodutos no Brasil, já considerando todas as etapas e infraestruturas, varia entre US\$ 50 – 150/m*pol, (US\$ 37 – 113/m*pol a preços de 2005). Nesse caso, o CRN paramétrico poderia resultar em valores entre 68% e 109% maiores do que os dispostos pela ANP.

¹¹ Disponível em: <https://www.fiesp.com.br/mobile/noticias/?id=285558>. Acesso em: 18/06/2026.

¹² Disponível em: <https://www.gazetadopovo.com.br/economia/relatorio-doing-business-impostos-brasil-2021-banco-mundial/>. Acesso em: 18/06/2026.

¹³ Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/movimentacao-estocagem-e-comercializacao-de-gas-natural/estudos-e-notas-tecnicas/ibgn/nt-15-2019-analise-estatistica-custo-dutos.pdf>. Acesso em: 18/06/2026.

¹⁴ Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53144163/conexao-em-leiloes-de-maior-prazo-flexibilizacao-ou-rigidez-nas-regras>. Acesso em: 07/07/2026.

Para fins de simulação de um valor mais apropriado do custo de construção à época, foi realizada estimativa com base nesse intervalo proposto pela própria ANP, capaz de corrigir, ao menos parcialmente, os dois problemas acima elencados na memória de cálculo atualmente proposta, quais sejam: (1) ausência de consideração de demais custos para implementação da infraestrutura além do custo unitário do gasoduto, (2) referência nacional e (3) consideração do custo Brasil.

Com base em tais apontamentos e a partir da Nota Técnica nº 15/2019, recalculou-se o custo de reposição ajustado à média de preço brasileira. Para tanto, a partir dos dados da referida nota apresentados acima, os dutos¹⁵ foram classificados conforme o padrão adotado no cálculo de RCM e seus valores em US\$/m*pol foram corrigidos para preços de dezembro de 2005 (ante valor a preços de julho de 2019, conforme constam no supracitado documento).

O Quadro 5 apresenta os custos, por categoria, adequados ao Brasil e em consonância com a Nota Técnica nº 15/2019, enquanto o Quadro 6 apresenta os novos valores considerados para o cálculo da base regulatória de ativos para o ano de 2006 utilizada no RCM. Ao final, o Valor de Reposição Novo (VRN), resultado da valoração da BRA pelo CRN, passou de US\$ 802,6 milhões (R\$ 1.953,8 milhões¹⁶) para US\$ 1.114,89 milhões (R\$ 2.714,1 milhões) a preços de dezembro de 2005, totalizando uma diferença de US\$ 312,29 milhões (R\$ 760,3 milhões). Por sua vez, o Quadro 7 apresenta o novo Valor de Reposição Depreciado (VRD), que cresceu dos originais US\$ 525,22 milhões (R\$ 1.278,6 milhões) para US\$ 727,67 milhões (R\$ 1.771,4 milhões) com a alteração, totalizando subestimação de R\$ 492,8 milhões (a preços de dezembro de 2005) no VRD pela ANP.

¹⁵ Os seguintes gasodutos foram excluídos da base, por sido, conforme a Nota Técnica nº 15/2019, considerados *outliers*: GASCOM; gasoduto Lateral-Cuiabá; e GASBOL.

¹⁶ Utilizando a taxa de câmbio indicada pela ANP no exercício em dezembro de 2005, de R\$ 2,4344/US\$.

QUADRO 5: CUSTO MÉDIO DE CONSTRUÇÃO DO GASODUTO POR CATEGORIA

Categoria	US\$/m*pol (a preços de 2005)	Número de observações
I	53,65	1
II	61,45	5
III	55,89	5
IV	93,36	1

Fonte: Nota Técnica nº 15/2019. Elaboração: GO Associados.

QUADRO 6: COMPARAÇÃO ENTRE OS VALORES VRN – NOTA TÉCNICA Nº 14/2026 E NOTA TÉCNICA Nº 15/2019

Ativo / Gasoduto	Cat.	US\$/m*pol Pond. (Nota Técnica nº 14/2026)	VRN (US\$ milhões 2005) (Nota Técnica nº 14/2026)	US\$/m*pol Pond. (Recalculado - Nota Técnica nº 15/2019)	VRN (US\$ milhões 2005) (Recalculado - Nota Técnica nº 15/2019)
Reduc-Volta Redonda (GASVOL)	II	44,81	76,63	61,45	105,07
Volta Redonda-Recap (GASPAL)	III	39,29	280,49	55,89	398,97
Recap-RPBC (GASAN)	II	44,81	22,369	61,45	30,67
Reduc-Regap (GASBEL I)	II	44,81	255,95	61,45	350,98
Tecab-Reduc (GASDUC II)	II	44,81	163,20	61,45	223,79
Ramal 16' (Anel de Gás)	II	44,81	1,79	61,45	2,46
Ramal 20' (Anel de Gás)	II	44,81	2,15	61,45	2,95
TOTAL			802,58		1.114,89

Elaboração: GO Associados

QUADRO 7: VALOR DEPRECIADO DAS INFRAESTRUTURAS DO CONTRATO MALHA SUDESTE

Ativo / Gasoduto	Anos em Operação	Depreciação	Novo VRD (US\$ milhões 2005)	VRD original (ANP) (US\$ milhões 2005)
Reduc–Volta Redonda (GASVOL)	20	55,6%	46,70	34,06
Volta Redonda–Recap (GASPAL)	18	48,0%	207,46	145,86
Recap–RPBC (GASAN)	13	31,1%	21,15	15,42
Reduc–Regap (GASBEL I)	10	22,2%	272,99	199,08
Tecab–Reduc (GASDUC II)	10	22,2%	174,06	126,93
Ramal 16' (Anel de Gás)	1	1,7%	2,42	1,76
Ramal 20' (Anel de Gás)	1	1,7%	2,90	2,11
TOTAL — MALHA SUDESTE			727,67	525,22

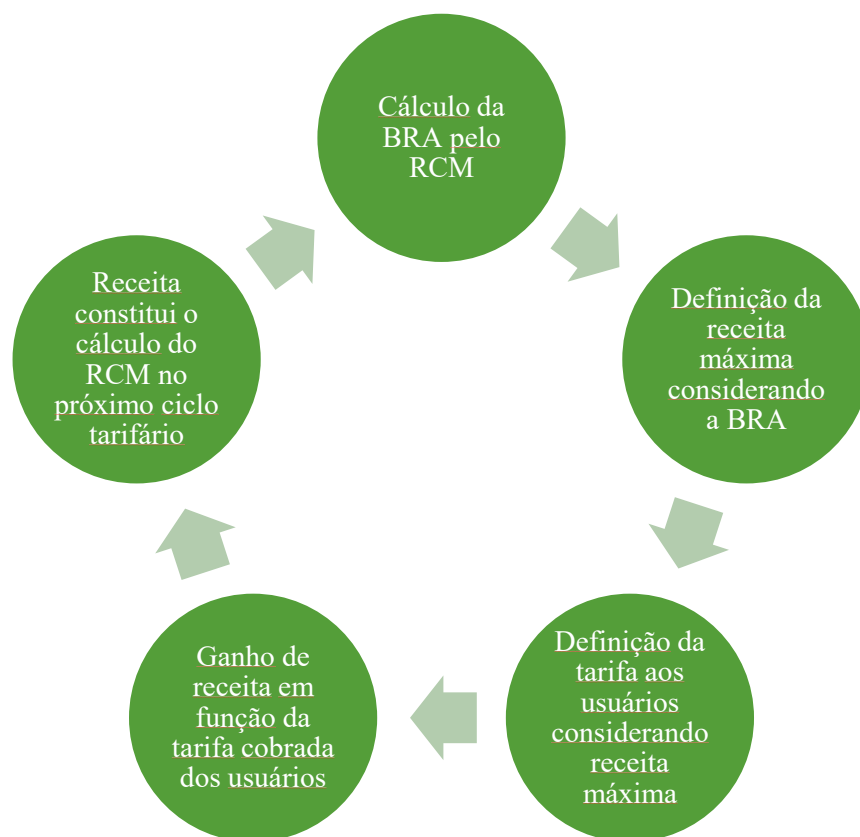
Elaboração: GO Associados.

Portanto, ainda que se assuma o RCM para valoração da BRA, a despeito das limitações já expostas neste documento, o cenário que se delineia é de uma subestimação do valor dos ativos em 2006 na ordem de, pelo menos, R\$ 492,8 milhões no VRD pela ANP utilizada na aplicação do RCM pela ANP, que tanto não considerou o investimento em infraestruturas de suporte aos gasodutos, quanto também não adaptou o método à realidade brasileira.

3.4. ENDOGENIA ENTRE O RCM E A RECEITA MÁXIMA

O RCM é incompatível com a lógica da regulação por receita máxima e cria uma autocorrelação temporal consigo mesmo. Lembra-se que a BRA calculada por esse método incide diretamente sobre a receita máxima regulada — e, por consequência, sobre a tarifa do usuário. Como as receitas contratuais integram o cálculo do RCM, devido à sua característica de retroagir, as tarifas definidas em um ciclo passam a influenciar o cálculo do RCM no ciclo seguinte, criando um encadeamento temporal entre a valoração da BRA e os sucessivos ciclos tarifários (Quadro 8).

QUADRO 8: ENDOGENIA DO RCM EM CICLOS TARIFÁRIOS BASEADOS EM RMP



Elaboração: GO Associados.

A mesma circularidade atinge o custo de capital. A taxa de remuneração (WACC) de ciclos anteriores afeta o ciclo corrente por intermédio da BRA, ainda que o WACC vigente seja distinto. Esse encadeamento impede a aplicação consistente do RCM em um regime de RMP, no qual cada ciclo deveria partir de uma base de ativos determinada de forma independente, garantindo a independência entre os ciclos.

3.5. AUSÊNCIA DE PRECEDENTE REGULATÓRIO

Quanto a referenciais de aplicação da metodologia RCM, não foram encontrados respaldo em casos nacionais para sua aplicação. Internacionalmente, foi encontrado apenas um uso de sua aplicação efetiva em contexto de gasodutos não regulados, ocorridos exclusivamente na Austrália, e sua utilização ocorreu de forma extremamente

limitada, associada principalmente a procedimentos arbitrais envolvendo gasodutos não submetidos a regimes convencionais de controle tarifário (não regulados).

Conforme contribuição da NTS à Consulta Pública 03/2026,

Conforme apontado pelo Relatório da Consultoria Australiana Synergies (Anexo I), o método RCM foi aplicado somente na Austrália, uma única vez, no contexto de uma arbitragem de disputa de acesso, levando em conta as circunstâncias específicas de tal disputa. O RCM nunca foi usado na Austrália para definir preços de gasodutos regulados ou serviços de rede de gás, nem em qualquer outro setor regulado de infraestrutura, como redes de transmissão e distribuição de eletricidade e água. O relatório aponta ainda que o Australian Energy Regulator (AER) indica preocupação com erros, complexidade e a falta de confiabilidade dos parâmetros para determinar uma avaliação de ativos baseada no RCM.

[...]

O Relatório da Consultoria Australiana Synergies destaca que, para o regulador, o aspecto central é a condição atual e projetada dos ativos, e não sua capacidade nominal original. Essa avaliação é considerada já na valoração inicial da base de ativos e continua a ser observada ao longo do tempo, à medida em que a BRA é atualizada com novos investimentos (CAPEX) e com a aplicação da depreciação regulatória.

Nesse contexto, o uso documentado do RCM está presente em apenas duas arbitragens ocorridas na Austrália para a definição de preços de gasodutos não regulados, sendo que no primeiro caso seu resultado se mostrou muito acima das demais metodologias, não agregando informação útil ao árbitro e desconsiderado. No segundo caso, sua aplicação resultou em valor próximo à metodologia de custo histórico, sendo adotado apenas neste caso.

Tais arbitragens se debruçaram sobre eventual uso do poder de mercado de gasodutos não regulados para captura de renda – RCM foi uma das metodologias utilizadas para aferir se a infraestrutura já havia gerado receitas suficientes para pagar o investimento inicial. Dessa forma, mesmo no contexto australiano que a ANP levanta como referência o RCM nunca foi utilizado para definição de preços regulados, se mostrando um benchmark inconsistente com a fundamentação que se espera da Consulta Pública.

Ademais, o Brasil possui um caso muito similar: a alteração da regulação tarifária da Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (SABESP), ocorrida em 2011. Nesse ano, sua tarifa passou de uma regulação por *cost-of-service* com remuneração do investimento reconhecido para uma regulação do tipo RMP, incluindo um WACC que remunerasse o valor da BRA.

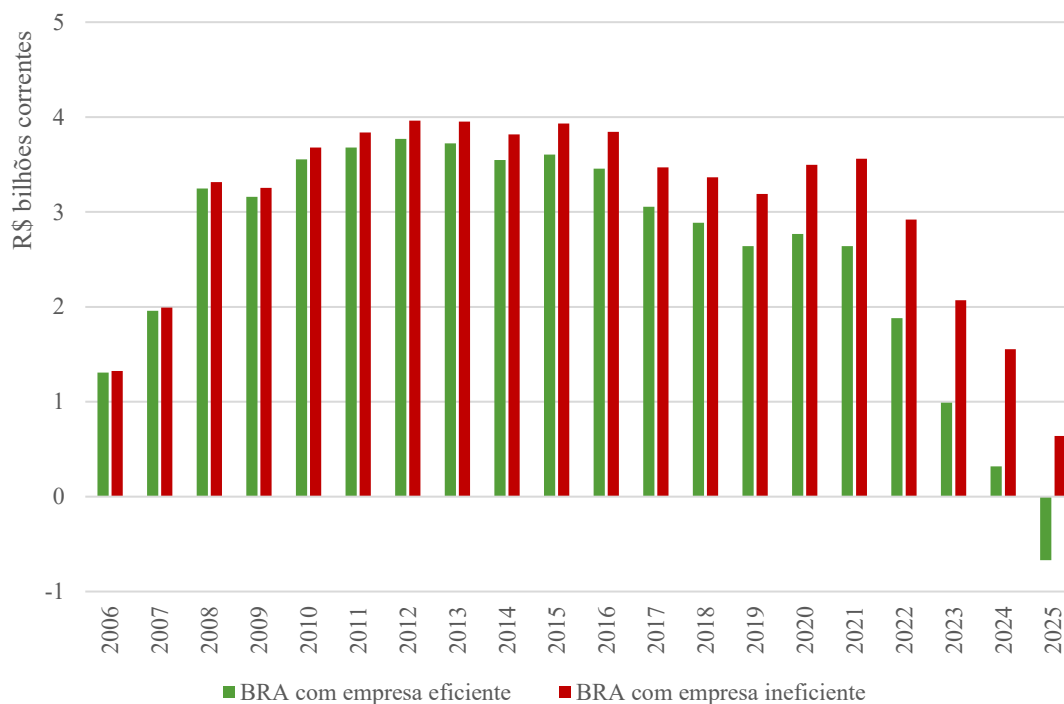
Como inexistia valor de BRA para o primeiro ciclo tarifário, foi necessário calculá-lo. Para tanto, utilizou-se o método CRN de forma que, após reprecificados e aprovados, os ativos foram blindados – isto é, não poderiam ser reprecificados ou retroagidos, como no método RCM. Desde então, amortiza-se a BRA e adicionam-se novos valores por meio de CAPEX incrementais.

3.6. DESINCENTIVO À EFICIÊNCIA E TRANSFERÊNCIA DE RISCO AO USUÁRIO

Talvez a mais perniciosa das características do RCM é contrariar a regulação por incentivos. Isso porque, sob esse método, a BRA prospectiva corresponde ao capital investido deduzido do retorno já recuperado pelo operador. Como custos operacionais e fiscais reduzem o retorno realizado, eles diminuem a parcela deduzida a título de capital recuperado e, assim, preservam uma BRA maior. O efeito é perverso: o operador menos eficiente (portanto, com maiores custos de capital) encerra o ciclo com base de ativos mais elevada e, portanto, carrega uma BRA maior para a RMP, gerando tarifas maiores. Como o OPEX também compõe diretamente a receita máxima, a ineficiência exerce dupla pressão de alta sobre a tarifa — pelo custo reconhecido e pela BRA ampliada – e o RCM tende, por isso, a elevar as tarifas ao usuário.

O Quadro 9 ilustra esse efeito: construído a partir do modelo de RCM aplicado pela ANP, utiliza dois níveis distintos de custos operacionais, evidenciando a sensibilidade da BRA — e, por extensão, da tarifa — a parâmetros que se encontram sob influência do próprio operador. Ao final (2025), a empresa eficiente encontra-se com uma BRA negativa (portanto, nula), enquanto a empresa ineficiente ainda possui BRA para ser considerada na RMP.

QUADRO 9: SIMULAÇÃO DA BRA PARA EMPRESAS EFICIENTES E INEFICIENTES



Elaboração: GO Associados, com dados da ANP.

Um exemplo prático pode ser visto na própria crítica que se fez ao exercício de RCM da ANP na Subseção 3.2: ao utilizar um OPEX subavaliado (artificialmente mais eficiente), a ANP induz uma BRA menor. Porém, ao se corrigir o OPEX por valores mais coerentes, que considerem a totalidade dos custos incorridos, a BRA aumenta, como será apresentado na Seção 5.

3.7. INCONSISTÊNCIA DA ANP NO CÁLCULO DO WACC

Como referido anteriormente, à época de quando os contratos da Malha Sudeste foram firmados, a ANP não possuía um padrão regulatório definido, o que implicava na inexistência de ciclos tarifários e de atualização do WACC regulatório. Dessa forma, a agência utilizou as seguintes premissas:

- WACC entre 2006 e 2013: valores calculados conforme a Nota Técnica nº 27/2006 para cada um dos anos;

- WACC entre 2014 e 2018: considera o WACC calculado pela Nota Técnica nº 01/2014, elaborada no âmbito do Edital de Chamada Pública para Contratação de Capacidade de Transporte de Gás Natural; e
- WACC entre 2019 e 2025: dado pela Nota Técnica nº 13/2019-SIM e utilizado no Ciclo Tarifário 2020-2024 da TBG.

Neste âmbito, argumenta-se que o cálculo realizado pela ANP possui vícios metodológicos e regulatórios que dificultam ou diretamente invalidam sua utilização para computo do RCM.

O primeiro vício encontrado está definição de WACC sem o devido respaldo técnico, que destoam dos valores e do arcabouço documental existente para o período, inclusive utilizando valores anuais do parâmetro para os primeiros anos de análise, o que também difere da prática comum. Dada a importância desses temas e o risco de expropriação econômica gerada devido ao uso indevido de valores de WACC, a próxima seção se dedica a discutir tais pontos.

Um segundo vício se dá pela definição da proporção entre o capital de terceiros e o capital próprio no WACC. A Nota Técnica nº 27/2006, utilizada como balizador para o cálculo do WACC entre os anos de 2006 e 2013, apresenta como premissa de endividamento uma participação da dívida ($D/(D+E)$) de 60%, enquanto 40% seriam providos por capital próprio. Contudo, o modelo apresentado pela ANP na Nota Técnica nº 14/2026 considerou 40% para a participação do capital de terceiros e 60% para o capital próprio. Tal modificação não foi justificada na Nota Técnica nº 14/2026.

Ao utilizar uma participação de dívida diversa daquela apontada pela Nota Técnica nº 27/2006, a Agência toma uma decisão discricionária que demonstra a fragilidade de premissas *ex-post* quanto a taxa de remuneração a ser considerada em contratos como o da NTS.

Outras alterações em relação à Nota Técnica nº 27/2006 também foram deliberadamente tomadas em grandes justificativas. Por exemplo, enquanto a Nota Técnica nº 27/2006/SCM explicita uma taxa de Spread de Default da Empresa de 2,5%, o cálculo atual considerou 2,0%. Já o prêmio de risco era de 5,90% no documento de

2006, para qualquer cenário apresentado, mas consta como 6,42% na memória de cálculo apresentada pela ANP nesta Consulta Pública. Todas essas alterações foram realizadas sem a devida justificativa na Nota Técnica nº 14/2026.

Um terceiro vício encontrado é a falta de consistência na utilização do WACC. Explica-se: para os anos de 2014 a 2025, a ANP utiliza duas notas técnicas: a Nota Técnica nº 01/2014, entre 2014 e 2018; e a Nota Técnica nº 13/2019-SIM, entre 2019 e 2025. Entende-se que a falta de arcabouço regulatório atualizado entre esses períodos induziu, naturalmente, à manutenção do valor do WACC – inclusive, a Nota Técnica nº 13/2019-SIM se refere a um ciclo tarifário em que o WACC se mantém fixo ao longo do ciclo.

No entanto, sem justificativa¹⁷, tal tratamento dado entre os anos de 2014 e 2025 é radicalmente diferente daquele dado para os anos de 2006 a 2013 – ainda que se sustente a mesma premissa: ausência de arcabouço regulatório que calcule um novo WACC para o período. Ou seja, ainda que apenas a Nota Técnica nº 27/2006 tenha calculado um WACC para o setor entre 2006 e 2013 – o que induziria ao uso do WACC fixo durante esse período –, a ANP utiliza cálculos anuais de WACC sem a devida justificativa teórica ou prática.

Derivado do cálculo anual de WACC, argumenta-se que a ANP arbitrou alguns parâmetros como fixos e outros como atualizáveis anualmente sem a devida justificativa. Por exemplo, enquanto a estrutura de capital, o parâmetro beta, a alíquota de impostos e o spread de default são mantidos constantes por todo o período, outros parâmetros – como a taxa livre de risco, o prêmio de risco do mercado, o risco Brasil e a inflação americana são atualizados anualmente. Sem a devida justificativa dessa medida, aponta-se para o risco de discricionariedade em situações de determinação ex-post de parâmetros sensíveis como o WACC.

¹⁷ A Nota Técnica nº 14/2026 cita que: “Para o período de 2006 a 2013, o WACC regulatório é apurado anualmente segundo a metodologia estabelecida pela NT nº 027/2006-SCM, com atualização dos parâmetros de mercado a cada exercício”. Contudo, a referida Nota Técnica em nenhum momento afirma que o cálculo do WACC deve ser realizado de forma anual.

O parâmetro beta, por exemplo, consiste na avaliação da volatilidade de determinado setor em relação à média de mercado e usualmente é analisado a partir de séries históricas anuais das taxas de rendimento efetivamente auferidas, sendo comumente escolhido o último ano de dado disponível ou realizada média móvel.

Como exposto pela própria Nota Técnica nº 27/2006, esses componentes atuam conjuntamente para se estimar o custo de capital próprio (Re), também chamado de custo do acionista. As melhores práticas financeiras, contudo, apontam para a importância de se considerar o mesmo período histórico na construção desses componentes, de modo a garantir a representatividade adequada da conjuntura macroeconômica a ser contabilizada em determinado momento do tempo.

O modelo contratual proposto pela agência reguladora, ainda que carecendo de justificativa técnica para defender a razoabilidade da atualização parcial da fórmula, oferece argumento de atualização dos fatores conjunturais ao mesmo tempo que assegura maior transparência e consistência para o parceiro privado, que necessita de previsibilidade para arcar com o plano de investimentos e os custos de manutenção necessários.

O modelo proposto pela ANP, ao mesclar, em anos futuros, o beta e estrutura de capital fixos desde 2006, enquanto, ao mesmo tempo, usa média móvel atualizada anualmente para prêmio de risco e taxa livre de risco, cria uma WACC artificial que não representa corretamente o custo de capital que efetivamente já se poderia observar na época.

O componente beta, em particular, requer atenção por ser componente que gera substantiva variação no resultado do custo do capital próprio. Para fins de comparação, foram levantados os betas (*unlevered beta corrected for cash*) anuais de 2006 a 2013 para os setores de Natural Gas (Div.) e Natural Gas Utility¹⁸ disponibilizados pelo Damodaran¹⁹ para o mercado americano. Como é possível observar no Quadro 10, os

¹⁸ Para os anos de 2006 e 2007, o item Natural Gas (Distrib.) foi considerado como Natural Gas (Div.), uma vez que este item ainda não constava.

¹⁹ Disponíveis em: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#corpgov

betas demonstraram considerável variabilidade no período analisado - assim, caso a ANP também atualizasse o parâmetro beta, o WACC resultante nos anos subsequentes a 2006 seriam maiores do que os apresentados e mais corretamente representativos da situação de mercado na época.

QUADRO 10: BETAS HISTÓRICOS (2006-2013)

Ciclo	Natural Gas (Div.)	Natural Gas Utility
2006	0,75	0,47
2007	0,80	0,52
2008	0,76	0,52
2009	0,86	0,42
2010	0,97	0,43
2011	0,99	0,45
2012	1,06	0,46
2013	1,01	0,32

Fonte: Damodaran

Entende-se que tais vícios são analisados de maneira equivocada no tópico 7.4 da Nota Técnica nº 14/2026, no qual a ANP afirma que:

Estabilização da taxa de retorno regulatória: O efeito combinado dos três vetores anteriores resultou numa convergência notável: após o amplo intervalo de WACC real calculado no período 2006–2013 (4,90%–11,87%), o CMPC efetivamente aplicado estabilizou-se em 7,15% e 7,25% nos dois ciclos quinquenais subsequentes — uma diferença de apenas 10 pontos-base entre os dois períodos mais recentes, sinalizando relativa estabilidade dos parâmetros regulatórios e das condições de financiamento do setor. Essa estabilização é interpretada como evidência de que os principais parâmetros de risco e retorno do setor de transporte de gás natural no Brasil convergem para valores de longo prazo, consistentes com a literatura internacional de regulação de infraestrutura

Ocorre que, conforme demonstrado, a dita estabilização da taxa de retorno regulatória é fruto de uma construção equivocada de parâmetros inconsistentes dentro do modelo de WACC. Da mesma forma, não é possível afirmar que houve menor volatilidade entre 2014 e 2025 em relação ao período anterior uma vez que os métodos de cálculo entre cada período apresentam considerável divergência metodológica - como exemplo, a Nota Técnica nº 13/2019 expandiu o período de consideração para a média móvel da Taxa Livre de Risco de 10 para 20 anos, naturalmente se aproximando matematicamente da média anterior de 2014 que considerava 10 anos.

De fato, se não fosse a mudança metodológica, a volatilidade entre o período entre 2014 e 2018 e 2019 e 2025 não seriam próximos, como fica evidente no Quadro 11, em que se evidencia mudanças substanciais no retorno da TBond 10 anos, no retorno da S&P500 e na média da Selic anual (proxy para a variação de juros de mercado).

QUADRO 11: PARÂMETROS DO WACC CONSIDERANDO MÉDIA MÓVEL DE 10 ANOS

Período	Média Embi+ (p.b.)	Média Selic (% a.a.)	Yield TBond 10 anos	Retorno S&P500
2006 a 2013 (média 1996 a 2005)	772,76	21,99%	5,00%	10,61%
2014 a 2018 (média 2004 a 2013)	274,83	12,59%	3,33%	9,10%
2019 a 2025 (média 2009 a 2018)	259,06	10,62%	2,58%	13,49%

Fonte: Damodaran, Ipeadata. Elaboração: GO Associados.

4. CONSIDERAÇÕES SOBRE O WACC NO RCM

Esta seção discute o principal parâmetro que influencia o resultado do RCM - o WACC – apontando os vícios dos valores considerados pela ANP. De fato, a definição de um WACC para utilização no método RCM é bastante complexa. Primeiro, e conforme Synergies (2026), a definição errônea do WACC pode gerar expropriação econômica, tema que será tratado na próxima seção. Segundo, porque o WACC ex-post pode estar mais exposto a influências do analista, considerando que se trata de um cálculo posterior à definição do WACC que guiou as negociações originais dos contratos da Malha Sudeste.

O ponto de maior vulnerabilidade do RCM – fato que inclusive faz a Australian Energy Regulator preferir outros métodos ao RCM (Synergies, 2026) - reside na suposição de que seja possível arbitrar, em momento posterior, uma taxa de retorno adequada e aplicá-la sobre o passado. Há uma relação inversa direta: quanto maior o retorno admitido, menor a depreciação reconhecida e, conseqüentemente, mais elevado o valor atribuído ao ativo; quanto menor esse retorno, maior a depreciação e mais reduzido o valor resultante.

Se a taxa apurada retrospectivamente for inferior àquela originalmente assumida no momento da decisão de investir — parâmetro compatível com a remuneração esperável em um ambiente de concorrência factível —, o efeito prático equivale a confiscar, de forma retroativa, os lucros já acumulados ao longo da operação – situação chamada de “expropriação econômica”.

Lembra-se que a Nova Lei do Gás, em seu artigo 44, protege a receita dos contratos legados²⁰, de forma que a expropriação econômica, muito além de uma má

²⁰ “Art. 44. As novas modalidades de serviço de transporte não prejudicarão os direitos dos transportadores decorrentes dos contratos vigentes na data da publicação desta Lei. § 1º Os contratos de serviço de transporte vigentes na data de publicação desta Lei serão adequados, no prazo de até 5 (cinco) anos, contados da publicação desta Lei, ou de até 3 (três) anos, contados da edição de mencionada norma, o que expirar por último, de modo a refletir os novos regimes de contratação de capacidade, preservando a receita auferida pelos transportadores com os respectivos contratos. § 2º A ANP poderá considerar, no processo de definição ou revisão das tarifas de transporte, a compensação por eventuais prejuízos às partes, desde que devidamente comprovados.”

conduta regulatória, atenta quanto à referida lei. Portanto, fica claro que é necessário remeter-se ao WACC dos contratos da Malha Sudeste para que não haja expropriação econômica – no entanto, não é isso que a ANP fez.

Conforme destacado na Subseção 3.7, a ANP utilizou três referências distintas para inserção desse parâmetro no RCM: Nota Técnica nº 27/2006 para os anos de 2006 a 2013, com cálculo do WACC anual; Nota Técnica nº 01/2014 para os anos de 2014 a 2018, sendo o valor do WACC constante para todos esses anos; e Nota Técnica nº 13/2019-SIM para os anos de 2019 a 2025, sendo o valor do WACC constante para todos esses anos.

No entanto, não foram esses os referenciais encontrados nos contratos legados da NTS (incluindo o da Malha Sudeste). Nos três contratos disponíveis no site da ANP com anexo apresentando o cálculo do WACC (Quadro 12), em nenhum havia menção de cálculo do WACC anual ou por ciclo, mas sim do cálculo de apenas um WACC fixo, utilizado para a determinação da tarifa inicial. Ainda, em todos os casos o WACC calculado se baseou na Nota Técnica nº 27/2006, com atualização dos parâmetros e premissa de 100% de capital próprio para o cálculo do GASPAJ, Malhas II e do GASDUC III (e para 46% no caso do GASTAU).

QUADRO 12: WACC APRESENTADO NOS CONTRATOS LEGADOS

Contrato	Data de assinatura do contrato	WACC indicado no contrato
GASPAJ	01/12/2009	13,42% (Anexo IV, com base na Nota Técnica nº 27/2006)
GASTAU	01/02/2011	9,57% (com base na Nota Técnica nº 27/2006)
GASDUC III	01/12/2009	13,42% (Anexo IV, com base na Nota Técnica nº 27/2006)
Malhas II	01/12/2009	13,42% (Anexo IV, com base na Nota Técnica nº 27/2006)

Elaboração: GO Associados

Infelizmente, o contrato da Malha Sudeste²¹ não disponibiliza anexo contendo o cálculo do WACC utilizado. No entanto, considerando o padrão metodológico encontrado nos demais contratos legados que utilizam a Nota Técnica nº 27/2006 como diretriz de cálculo, entende-se que o mesmo arcabouço pode ser utilizado para o contrato Malha Sudeste, que é contemporânea à assinatura do contrato.

Nesse sentido, o uso da banda superior da Nota Técnica nº 27/2006 (11,38%) parece adequado ao contrato da Malha Sudeste pelos seguintes motivos:

- **Spread do crédito privado:** as Notas Técnicas nº 01/2014 e 13/2019 utilizaram o spread médio para uma empresa ranqueada como “BB” em termos de risco de crédito. Conforme estimativa do renomado Profº Aswath Damodaran²², em 2004 o spread de crédito relacionado a essa

²¹ Nem o contrato da Malha Nordeste, na TAG, contemporâneo ao da Malha Sudeste.

²² Disponível em: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/podcasts/valUGspr22/session7slides.pdf>. Acesso em: 02/07/2026.

nota de crédito estaria em 2,50%. O valor também mais próximo do utilizado nas Notas Técnicas nº 01/2014 (2,00%) e 13/2019 (3,60%);

- **Participação do capital de terceiros e próprio:** a proporção de 60%/40% (*debt/equity*) está alinhada com as Notas Técnicas nº 01/2014 (50%/50%) e 13/2019 (70%/30%) e com a proporção utilizada no WACC do contrato do GASTAU (54%/46%);
- **Betas desalavancados:** os betas utilizados nas Notas Técnicas nº 01/2014 (0,60), 13/2019 (0,58) e nos contratos legados (todos em 0,54) são mais próximos do valor de 0,62 utilizados na Nota Técnica nº 27/2006, em detrimento do valor de 0,25.

Ainda, uma busca pelos WACC utilizados na regulação de entes do setor (por exemplo, distribuidoras estaduais) à época da assinatura do contrato Malha Sudeste indica que os parâmetros utilizados na época se situavam em valores acima de 11,38% a.a. (Quadro 13), o que ratifica a adequabilidade desse valor ao presente caso.

QUADRO 13: WACC DE ENTES REGULADOS À ÉPOCA

Empresa	Ano da referência	Referência	WACC
Gás Natural São Paulo	2005	Comissão de Serviços Públicos de Energia, Nota Técnica nº 2 - GN SPS	13,66%
Gás Brasileiro	2004	Comissão de Serviços Públicos de Energia, Nota Técnica nº 1 -GB	13,13%
Comgás	2004	Comissão de Serviços Públicos de Energia, Portaria CSPE-286	11,76%
TBG	2008	Proposta Irrevogável Petrobras, CPAC 1º semestre de 2007	11,40%
CEG Rio	2005	Deliberação ASEP-RJ/CD Nº 611*	12,00%

Elaboração: GO Associados. (*) Cálculo do WACC implícito com base no valor presente da base de ativos ao final do período.

Portanto, ainda que se critique severamente o uso do RCM para valoração da BRA da NTS, entende-se como correto, para suposta avaliação via tal método, o uso de um WACC fixo para todo o contrato no valor de 11,38% que equivale à banda superior da aplicação da Nota Técnica nº 27/2006 para o ano de 2006. Dessa forma, evita-se a expropriação econômica do contrato. Quadro 14 apresenta a memória de cálculo do valor.

QUADRO 14: WACC CALCULADO PARA O CONTRATO DA MALHA SUDESTE

Parâmetro	Valor
Taxa Livre de Risco (TLR)	5,04%
Prêmio de Risco de Mercado (PRMg)	5,90%
Risco Brasil (Spread País)	7,79%
Inflação Implícita EUA (média do ano corrente)	2,48%
D/(D+E) - Participação da Dívida	60,00%
E/(D+E) - Participação do Cap. Próprio	40,00%
Alíquota de Impostos (IR 25% + CSLL 9%)	34,00%
Spread de Default da Empresa	2,50%
— Betas —	
Beta Desalavancado	0,62
Beta Alavancado - $\beta_e = \beta_a \times [1 + (1-t) \times D/E]$	1,23
— Custo de Capital Próprio —	
Custo de Capital Próprio	20,11%
— Custo de Capital de Terceiros —	
Custo da Dívida ($R_d = R_{LR} + \text{Risco Brasil} + \text{Default}$)	15,33%
Custo da Dívida Após Impostos $R_d \times (1-t)$	10,12%
— WACC Nominal (US\$) —	
WACC Nominal (US\$) (após impostos)	14,11%
— WACC Real (US\$) —	
WACC Real (US\$) - (após impostos)	11,38%

Elaboração: GO Associados.

Além da comparação histórica, há outras razões para se assumir o uso do WACC fixo (único). Em primeiro lugar, embora a ANP não aplicasse uma regulação estruturada em ciclos tarifários e revisões periódicas aos contratos de transporte, tal como existe hoje. À época, a regulamentação vigente previa um processo de homologação do contrato perante a agência. Conforme a Resolução ANP nº 29/2005, as tarifas seriam comunicadas à ANP e divulgadas ao mercado sem que houvesse valoração de BRA. Como estabelecido na Nota Técnica nº 054/2002, as tarifas deveriam ser embasadas em um fluxo de caixa construído com base na vida útil dos ativos ou em período menor desde que contemplado o valor residual; da mesma forma a depreciação deveria considerar a vida útil do ativo. Portanto, a definição tarifária ocorria em um ambiente regulatório conhecido e supervisionado pela ANP, a tarifa não era fixada sem uma interferência direta da ANP. Ainda que a ANP não realizasse a aprovação individual das tarifas nos moldes atuais, havia orientação regulatória sobre os critérios econômicos e financeiros que deveriam fundamentar sua definição.

Segundo, considerando um contrato firmado entre duas partes para fomentar investimentos ao longo de 20 anos (considerando o ambiente do Plangás), é esperado que seja utilizado apenas um WACC fixo (único). Terceiro, a própria Nota Técnica nº 27/2006 não menciona o uso de WACC anual ou de atualização cíclica.

5. IMPACTOS SOBRE A BRA

Esta seção apresentará a comparação entre a BRA calculada pelo método RCM a partir da correção dos vícios apontados até esta seção. Frise-se que, de nenhuma forma, as simulações a serem realizadas representam concordância com a utilização do método de RCM – pelo contrário, pretende-se mostrar que o RCM é altamente sensível aos parâmetros utilizados, especialmente ao WACC; que a massa de resultados das simulações indica uma tendência a resultados positivos da BRA; e que, a depender da parametrização utilizada, o resultado da BRA pelo RCM pode ser maior do que quando aplicado os métodos CHCI e CRN.

Para tanto, as simulações compreenderão as seguintes alterações do cálculo do RCM apresentado pela Nota Técnica nº 14/2026:

- Alteração do OPEX entre 2010 e 2016 para a média do custo operacional entre 2017 e 2021 apresentado pela NTS, conforme discussão realizada na Subseção 3.2;
- Alteração da capacidade efetivamente contratada, em consonância com a divulgação realizada pela ANP em atendimento ao Decreto nº 7.382/10, conforme discussão realizada na Subseção 3.2;
- Alteração do VRN para número aderente à Nota Técnica nº 15/2019, conforme discussão realizada na Subseção 3.3; e
- Alteração do WACC, para valor fixo e constante para todo o contrato de 11,38%, conforme discussão realizada na Seção 4.

Os resultados estão dispostos no Quadro 15.

QUADRO 15: SIMULAÇÕES DO RCM COM ALTERAÇÃO DE PARÂMETROS

Parâmetro	Abordagem ANP	Crítica	Abordagem GO Associados	Valor da BRA após alteração do parâmetro (R\$ mil 2025)	Diferença no valor da BRA encontrada pela ANP na Nota Técnica 14/2026 ([GOA] – [ANP], R\$ mil 2025)
OPEX	Utilizar dados incompletos da Petrobras. Estimar série entre 2006 e 2016.	Metodologia aplicada pela ANP subestima OPEX, conforme comparação com dados da NTS durante operação conjunta com Transpetro. Própria fonte dos dados (Petrobras) não garante que tais valores correspondem à totalidade dos valores de custos de operação e manutenção dos contratos legados da Malha Sudeste, além de não refletirem contratos e custos com sistemas de compressão (SCOMPs) durante o período que a própria empresa era controladora da NTS	Utilizar média por milhão de m ³ de capacidade comprada do OPEX reportado pela NTS entre 2017 e 2021 de forma retroativa para os anos de 2010 a 2016 (utilizar valor médio a preços de 2005 reinflacionado para cada ano)	+R\$ 1.664.932	+R\$ 1.748.446
Receitas	Utilizar capacidades contratadas multiplicadas pelas tarifas vigentes em cada ano do contrato	Capacidades contratadas utilizadas não correspondem a documentos divulgados pela própria ANP no âmbito do Decreto nº 7.382/2010 Adicionalmente, enquanto para o OPEX a ANP utilizou dados de pagamentos alegados pela Petrobras à Transpetro relativos ao O&M, na receita, mesmo tendo informações sobre valores pagos pela Petrobras, os desconsiderou.	Utilizar capacidades contratadas conforme documentos divulgados pela ANP	+R\$ 2.755.428	+R\$ 2.838.943
Cálculo da base de ativos em 2006	Utilizar parametrização dos EUA, sem considerar Custo Brasil e demais infraestruturas além do gasoduto	Custos dos EUA não refletem custos reais de investimento no Brasil	Utilizar custos médios obtidos na Nota Técnica nº 15/2019	+R\$ 8.995.960	+R\$ 7.079.475

WACC	Utilizar WACC anual entre 2006 e 2013; WACC de Nota Técnica nº 01/2014 para os anos de 2014 a 2018; e WACC conforme Nota Técnica nº 13/2019-SIM para os anos de 2019 a 2025	WACC utilizados não refletem parâmetro contratual, gerando expropriação econômica do contrato	Utilizar WACC fixo (único) de 11,38% ao longo de todo o contrato, conforme cálculo dado pela Nota Técnica nº 27/2006 e utilizado nos demais contratos legados	+R\$ 10.425.570	+R\$ 10.509.085
Alteração conjunta de todos os parâmetros:				+R\$ 30.839.322	+R\$ 30.922.836

Elaboração: GO Associados

Como é possível observar, o modelo RCM é bastante sensível à alteração dos parâmetros, especialmente à alteração do WACC. Em especial, a alteração do WACC para 11,38% durante todo o período analisado levou a BRA calculada pela ANP (-R\$ 83,5 milhões) para o valor positivo de R\$ 10,4 bilhões. Considerando as demais modificações nos parâmetros, o valor da BRA calculada para a NTS deveria ser de R\$ 30,9 bilhões.

A magnitude dessas variações, decorrente de premissas que envolvem grau significativo de discricionariedade do regulador, evidencia que o método é incompatível com a previsibilidade e a objetividade que se esperam de uma metodologia de valoração de ativos em regime tarifário.

Por fim, percebe-se que todas as alterações resultaram em uma valoração positiva da BRA da NTS, ao contrário do resultado encontrado pela ANP, o que pode indicar que a massa de resultados possíveis se encontra deslocada para o campo positivo da BRA. Além disso, há resultados consideravelmente maiores do que os resultados obtidos pelos métodos CHCI e CRN na Nota Técnica nº 07/2026.

6. IMPORTÂNCIA DA SEGURANÇA JURÍDICA E REGULATÓRIA

Esta seção apresenta a literatura econômica a respeito dos efeitos maléficos da falta de segurança jurídica e regulatória sobre os setores de infraestrutura para a economia. Em especial, o caso em tela apresenta os impactos que a instabilidade regulatória pode provocar no mercado e, particularmente, no incentivo à eficiência e ao investimento no setor de gás natural.

A segurança jurídica constitui um dos pilares da regulação econômica moderna e se torna fundamental em setores de infraestrutura, nos quais os investimentos são caracterizados por elevados custos irrecuperáveis, baixa reversibilidade econômica e horizontes de recuperação de capital que se estendem por décadas. No caso do setor de transporte de gás natural, intensivos em capital, ganha ainda mais relevância, dado que a o investimento é necessário para expansão do mercado e ganho de eficiência.

Nesse sentido, a Resolução ANP nº 991/2026 vai de encontro a esse princípio ao criar uma diferenciação na forma de cálculo da BRA para empresas com contratos legados e inclusive a si própria, considerando que o último ciclo tarifário da TBG foi calculado utilizando o CHCI. Efetivamente, criou-se uma dicotomia em como as BRA são concebidas e calculadas e, conseqüentemente, em como as tarifas aos usuários são calculadas

Mais ainda, a Resolução ANP nº 991/2026 privilegia a TBG, ainda controlada pela Petrobras e fora do princípio do *unbundling* produzido pela Nova Lei do Gás, ao utilizar uma metodologia consagrada para cálculo da BRA. Ao contrário, a NTS e a TAG, empresas independentes e em conformidade com o *unbundling*, se veem prejudicadas, sendo confrontadas com uma metodologia irregular de valoração dos ativos, sem precedentes nacionais ou internacionais no caso de regularização de ativos antes não regulados.

A Instrução Normativa (“IN”) SER/MF nº 12/2024 é ilustrativa ao elencar os efeitos deletérios à concorrência que as práticas regulatórias podem produzir. Tal lista

evidencia que as agências responsáveis devem ter particular atenção a todos os efeitos decorrentes de uma “nova regulação”, uma vez que eles podem afetar diversas esferas da sociedade. Na IN é possível ver que não só as empresas que atuam diretamente em um determinado mercado podem ser prejudicadas por uma regulação, mas também as empresas que atuam indiretamente (como fornecedores) e até mesmo o elo final da cadeia: os consumidores.

Dentre os itens elencados pela IN, destaca-se o efeito de limitar o número ou a variedade de empresas em um mercado e limitar a capacidade das empresas de competirem entre si, no presente caso refletido na distorção causada pela valoração da BRA entre empresas com contratos legados (TAG e NTS) e outras (como a TBG);

Outra consequência possível da existência de uma regulação desnecessária é relatada por Coase (1960). O artigo discute, dentre outros assuntos, a criação de custos e perda de valor das empresas na medida em que as leis passam a criar desincentivos a sua operação. Tal pesquisa possui exemplo prático no caso em tela, considerando a perda de valor para as transportadoras que terão sua BRA valorada com um método não adequado e sem precedente regulatório no mundo.

Nessa frente, Stern (2013), que já foi porta-voz da União Europeia no Conselho Consultivo de Gás UE-Rússia, em estudo publicado pelo Centro pela Competição e Política Regulatória Europeu, explica que reavaliar ativos com base em fluxos financeiros passados (o cerne do RCM) gera um sinal de instabilidade que eleva o custo de capital para todos os outros investimentos do país. Ao aplicar o RCM para zerar a base de ativos atual, a ANP incorre no que o autor classifica como oportunismo regulatório ex-post, no qual o regulador está mudando as regras do jogo retroativamente: remove o bônus do sucesso comercial do passado, mas deixa o ônus do risco com o investidor. Se o regulador pune o investidor pelo sucesso comercial do passado, o mercado passa a exigir prêmios de risco proibitivos para financiar novas obras.

Esse futuro incremento de prêmio de risco é uma resposta inevitável do mercado que deve responder ao risco jurídico-regulatório da ANP caso a consideração de valor da BRA siga com o método proposto ex-post como é o caso do RCM. A regulação europeia,

conforme argumenta também a Agência Da União Europeia Para A Cooperação Dos Reguladores De Energia (ACER, 2024), ativamente defende a importância da preservação de segurança regulatória e incentivo aos investimentos em contratos legados, tema que gerou atenção na situação da atual transição de gás natural para o hidrogênio em partes da Europa.

Muitas redes de hidrogênio estão sendo construídas atualmente por entes privados, sem regulação tarifária. No futuro, contudo, essas redes serão integradas e reguladas pelo Estado. Se a Europa aplicasse o RCM como parâmetro de valoração dos ativos, o investidor que assumisse o risco de construir os primeiros gasodutos de hidrogênio saberia que, no momento da regulação, seus lucros iniciais seriam confiscados via redução do valor do seu ativo. Para evitar esse travamento de investimentos, as discussões europeias caminham no sentido oposto ao RCM, em favor dos métodos já expostos de CHCI e CRM.

Estes, ao não corroerem o valor do ativo em análise posterior e não dependerem de insumos tão sensíveis e críticos como o Custo de Capital não acordado entre as partes no período sem regulação contratual, contorna os riscos trazidos pelo RCM ao mesmo tempo que assegura robustez metodológica, segurança jurídica e ainda não impede o incentivo aos investimentos em infraestrutura. Enquanto a regulação europeia caminha numa direção de maior segurança, previsibilidade regulatória e incentivo a investimentos, a proposta atual da ANP fomenta um método de difícil e contraditória auditoria, que resultará em morosas judicializações e afetará a capacidade do setor de manter os níveis de investimentos necessários, o que deveria receber mais atenção por parte da Agência Reguladora.

Ainda, relatório técnico desenvolvido pela consultoria WIK para reguladores europeus (WIK 2011) aponta e sugere, por exemplo, que reguladores definam "valores de referência" estáveis para os componentes das redes, independentemente de quanto aquela empresa lucrou individualmente no passado. Isso elimina as mencionadas disputas judiciais sobre balanços antigos, usualmente incompletos, de menor transparência e padrões regulatórios distintos dos atuais, e garante isonomia entre os operadores. Essa problemática é particularmente exacerbada no caso da NTS, que nasceu dentro do

ecossistema do antigo monopólio (Petrobras/Transpetro) e, por ter sido criada em um ambiente corporativo integrado, não possuía uma contabilidade regulatória segregada desde a sua construção.

Em Thorstensen et al. (2014) é ressaltada a importância da existência de coerência regulatória como um fenômeno capaz de facilitar investimentos estrangeiros. O significado de tal coerência está na harmonização da regulação entre players garantindo a minimização de assimetrias que imponham custos demasiados de transação. O problema da criação de custos de transação está relacionado não somente à discriminação de agentes, mas também nos reflexos que recaem sobre os investimentos das empresas oneradas. Tal fato é evidenciado pela própria metodologia RCM que, por si só, gera desincentivo perverso contra a eficiência, como apresentado na Seção 3.

Autores como Sunstein e Thaler (2008) demonstraram a eficácia das regulamentações que funcionam como incentivos, ao invés de criarem obrigações desnecessárias às firmas. Os autores concluem que, ao desenhar uma política pública, os formuladores devem pensar nas consequências para cada um dos envolvidos, com a finalidade de evitar a criação de barreiras e custos de transação. Em última instância, a insegurança jurídico-regulatória gerada pelas reversões de entendimento dos reguladores aumentam o risco do investimento no país, diminuindo, dessa forma, a intenção de investimento nos projetos de infraestrutura.

No entanto, é exatamente o cenário que se delineia: as diversas alterações regulatórias engendradas pela ANP em um espaço curto de tempo (2026) alteram tanto um paradigma histórico do setor (e de setores similares), de uso da CHCI e da CRN, como também entraram em contradição entre si, como fica evidente pelas Notas Técnicas nº 07/2026 e 14/2026.

Vale lembrar que ao escolher um projeto para investimento, qualquer investidor considera não apenas seu retorno relativo a outros empreendimentos, mas também os riscos envolvidos. Tais riscos englobam diversos fatores, como engenharia e demanda. Dentre um dos principais riscos estão os jurídico-institucionais ou regulatórios, isto é, a mudança de entendimentos dos órgãos competentes e regulações editadas de forma

abrupta, incerta e que afetam estruturalmente a operação do projeto, podendo, em alguns casos, inclusive inviabilizá-lo.

No caso específico dos investimentos estrangeiros, por exemplo, Mallampally e Sauvart (1999) argumentam que os investidores observam diversos fatores, sendo os principais um ambiente de facilitação de negócios e a infraestrutura pré-existente. Tais fatores notadamente afetam a competitividade ou a possibilidade de aumento de competitividade de mercado do projeto. Nesse sentido, Zagler (2017) aponta alguns princípios que devem ser observados para se melhorar o arcabouço macroeconômico-legal e, portanto, contribuir com um ambiente de facilitação de negócios:

- publicidade do Estado de Direito, que permite que todas as partes interessadas tenham acesso às leis que devem cumprir;
- clareza e certeza do quadro jurídico, que permite a essas partes compreender quais as leis aplicáveis à sua situação e qual o seu significado específico;
- previsibilidade na aplicação do Estado de Direito, o que reduz os riscos associados à mudança de interpretação, implementação ou cumprimento das leis;
- estabilidade das estruturas jurídicas e políticas, que oferece aos investidores garantias de que o governo local não mudará unilateralmente e desfavoravelmente as condições básicas subjacentes às suas decisões de investimento; e
- possibilidade de recurso legal e devido processo, com acesso a um judiciário independente e mecanismo de solução de controvérsias.

Dessa forma, para alcançar um ambiente benéfico para os investimentos, um sistema jurídico harmônico (a mesma aplicabilidade da lei para qualquer mercado) e a clareza da lei e seus entendimentos são pré-requisitos fundamentais. Por outro lado, como fica claro, a desarmonia do sistema jurídico ou das regras regulatórias gera insegurança, isto é, incerteza aos possíveis investidores de um dado projeto ou economia – o que, em essência, reduz a intenção de investimento (Wang, Wei e Song, 2017).

De acordo com Dixit e Pindyck (1994), por exemplo, sempre que há incerteza no ambiente, as empresas tendem a assumir uma atitude de “esperar para ver”, o que resulta no adiamento das decisões de investimento. Em um entendimento matemático, poderia se entender que o valor presente líquido do empreendimento é positivo em média, mas com alta variabilidade.

No caso dos ativos vinculados aos contratos legados, essa preocupação é concreta. Os investimentos originais na malha de transporte, bem como as operações societárias que culminaram na aquisição da NTS e da TAG por investidores privados, foram realizados sob um conjunto específico de premissas. A substituição dessas premissas por uma metodologia de legitimação retrospectiva configura exatamente a ruptura de comprometimento que a teoria regulatória identifica como fonte de risco sistêmico para o ambiente de investimentos.

Por essas razões, qualquer alteração metodológica deve ser avaliada pelos sinais institucionais transmitidos aos investidores acerca da estabilidade do arcabouço regulatório brasileiro. Em particular, acerca da disposição do regulador de honrar, ao longo do tempo, as condições sob as quais decisões de investimento de longa maturação foram tomadas.

7. CONCLUSÕES

Esta seção resume as principais conclusões discurrir a respeito da metodologia de valoração da BRA apresentada pela ANP no âmbito da Consulta Pública nº 11/2026. Em especial, argumenta-se como equivocado o uso da metodologia RCM para a valoração da BRA da NTS.

Ainda que, para fins meramente argumentativos, fosse admitido o RCM como técnica de valoração, o exercício da ANP estaria equivocado. Como reconhecido pela própria agência, a aplicação do RCM está condicionada à consistência das premissas atribuídas às variáveis que o alimentam - notadamente Receita, Opex e Capex e WACC -, e da própria estrutura lógica e regulatória em que o RCM é aplicado. Nesse sentido, este documento teceu sete vertentes de crítica à aplicação do método pela ANP.

A inaplicabilidade do RCM decorre, primeiramente, da falta de precedente regulatório, pois o método foi utilizado em apenas uma arbitragem no mundo — arbitragem australiana envolvendo gasodutos não regulados — nunca para definição de tarifas em regime regulatório convencional.

Segundo, mesmo que se assumisse (como hipótese) o RCM como passível de ser aplicado, há grave insuficiência e precariedade da base informacional disponível. A própria ANP reconheceu, na Nota Técnica nº 07/2026, que os dados existentes não viabilizavam a aplicação do método de forma tecnicamente consistente, optando, àquela época, pelo Custo de Reposição Novo (CRN). A reversão dessa posição na Nota Técnica nº 14/2026, sem que os dados disponíveis tenham sido substancialmente ampliados em escopo ou qualidade, e sem que a contradição com a nota anterior tenha sido reconhecida ou fundamentada, configura descontinuidade regulatória incompatível com os deveres de motivação e coerência que a Lei das Agências Reguladoras (Lei nº 13.848/2019) impõe à ANP.

Além disso, a execução do RCM adotada pela ANP combina, de forma metodologicamente inconsistente, três métodos distintos — RCM, CRN paramétrico e CHCI — em um único modelo aninhado. O CRN foi empregado para reconstruir a BRA

de abertura em 2006, e o CHCI foi utilizado para as adições de GASCAR e Ramais 16" e 20", ao passo que as metodologias de RCM e CHCI foram explicitamente descartadas pela Nota Técnica nº 07/2026 para valorar a BRA corrente da NTS. Essa assimetria de tratamento não foi explicada. Adicionalmente, o CRN paramétrico aplicado baseia-se em custos unitários dos Estados Unidos que subestimam os custos efetivos de construção no Brasil, ignorando o "Custo Brasil" e as infraestruturas de apoio — vícios que a própria Nota Técnica nº 15/2019 da ANP permitiria corrigir. A recalibração desse parâmetro eleva o VRN de US\$ 802,6 milhões (preços de dezembro de 2005, R\$ 1.953,8 milhões²³) para US\$ 1.114,89 milhões (preços de dezembro de 2005, R\$ 2.714,1 milhões), enquanto o Valor Depreciado passou de US\$ 525,22 milhões (R\$ 1.278,6 milhões) para US\$ 727,67 milhões (R\$ 1.771,4 milhões) com a alteração.

Não obstante, ainda que a ANP não tivesse apontado nenhum vício no uso do CHCI na Nota Técnica nº 07/2026, ainda assim sua utilização no RCM seria equivocada. Isso porque o CHCI reflete o valor após a entrada em operação dos ativos (competência) e não o desembolso (alteração do caixa), como preconiza o RCM, um método que se utiliza de fluxo de caixa. Dessa forma, deixa-se de remunerar os ativos enquanto são construídos, que é um pressuposto claro do RCM.

Em outra frente, a adoção de receitas contratuais, em detrimento das receitas efetivamente auferidas, desconsidera um elemento central de qualquer abordagem baseada em fluxo de caixa: o momento e o montante do efetivo recebimento econômico. Adicionalmente, os dados de capacidade contratada incorporados ao modelo apresentam divergências relevantes em relação às informações oficialmente reportadas pela própria ANP entre 2006-2010, resultando em potenciais superestimções de receita. Em conjunto, tais premissas inflaram artificialmente a recuperação histórica de receitas e, consequentemente, reduziram o valor da BRA apurado pelo método, comprometendo sua robustez e confiabilidade como instrumento regulatório.

Ainda, o WACC utilizado no RCM é metodologicamente incorreto. Os demais contratos legados com memória de cálculo disponível adotaram um WACC fixo,

²³ Utilizando a taxa de câmbio indicada pela ANP no exercício em dezembro de 2005, de R\$ 2,4344/US\$.

calculado com base na Nota Técnica nº 27/2006. A taxa adequada, segundo esse padrão, é de 11,38% a.a. (real) — superior à maior parte dos valores utilizados pela ANP para o período 2006–2025. O uso de uma taxa ex-post artificialmente reduzida, como realizado pela ANP no exercício de RCM realizado, implica reconhecer, retroativamente, menor retorno do que o esperado pelos investidores na data da decisão de investir, o que configura expropriação econômica vedada pelo art. 44 da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021).

Há outros argumentos relevantes para descartar o uso do RCM. Por exemplo, o RCM cria circularidade temporal — as tarifas de ciclos passados, ao integrar o cálculo, condicionam a BRA do ciclo presente, impedindo a independência entre ciclos tarifários preconizada pelo regime de Receita Máxima Permitida (RMP).

Outra consequência do uso do RCM é o desincentivo à eficiência gerado por esse método. Operadores com maior OPEX acumulam menor capital recuperado, resultando em BRA mais elevada e, por extensão, maior Receita Máxima Permitida — efeito perverso que penaliza a eficiência operacional e transfere custos ao usuário.

Por fim, a adoção do RCM cria assimetria regulatória entre transportadoras: a TBG (ainda controlada pela Petrobras) mantém o CHCI como metodologia; a NTS e a TAG (empresas independentes, em conformidade com o unbundling) seriam penalizadas pelo RCM. A instabilidade regulatória eleva o prêmio de risco percebido por investidores, reduz o incentivo ao investimento em infraestrutura de gás e contraria os princípios de previsibilidade e comprometimento regulatório consolidados na literatura econômica

A análise de sensibilidade demonstra, adicionalmente, que o RCM é estruturalmente inadequado para uso em regime regulatório. Considerando apenas a alteração do WACC para 11,38% durante todo o período analisado, levou a BRA calculada pela ANP (-R\$ 83,5 milhões) para o valor positivo de R\$ 10,4 bilhões. Considerando as demais modificações nos parâmetros — OPEX subestimado, capacidades contratadas divergentes, VRN baseado em custos americanos e WACC incompatível com o parâmetro contratual —, o valor da BRA calculada para a NTS deveria ser de R\$ 30,9 bilhões. A magnitude dessa variação, decorrente de premissas que

envolvem grau significativo de discricionariiedade do regulador, evidencia que o método é incompatível com a previsibilidade e a objetividade que se esperam de uma metodologia de valoração de ativos em regime tarifário.



Gesner Oliveira
CORECON/SP 22.475-8

REFERÊNCIAS

- STERN, Jon. The Role of the Regulatory Asset Base as an Instrument of Regulatory Commitment. London: Centre for Competition and Regulatory Policy, City University London, 2013. Disponível em: <https://openaccess.city.ac.uk/id/eprint/16761/>. Acesso em: 29 jun. 2026.
- WIK-CONSULT. Cost Benchmarking in Energy Regulation in European Countries. [S. l.]: WIK, 2011. Disponível em: https://www.wik.org/fileadmin/Studien/2011/Cost_benchmarking_in_energy_regulation_in_european_countries.pdf. Acesso em: 29 jun. 2026.
- EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (ACER); FLORENCE SCHOOL OF REGULATION (FSR). Benefit-Based Remuneration of Efficient Infrastructure Investments. [S. l.]: ACER, 2024. Disponível em: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2024_Report_Benefit_based_remuneration_infrastructure_investments.pdf. Acesso em: 29 jun. 2026.
- EY. 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 – NTS. Ernst & Young Assessoria Empresarial, 2026
- TRANSPETRO. Relatório de 2004, 2005.
- TRANSPETRO. Relatório Anual 2007, 2008.
- SYNERGIES. Analysis of alternative asset valuation methodologies. Synergies Economic Consulting, 2026.
- COASE, R. The Problem of Social Cost. Journal of Law and Economics, University of Chicago Press, vol. 56(4), pages 837-877. 1960.
- THALER, R. H.; SUNSTEIN, C. R. Nudge: Melhorando decisões sobre saúde, riqueza e felicidade. Yale University Press. 2008.
- MALLAMPALLY, P.; SAUVANT, K. P. Foreign direct investment in developing countries. Finance and Development, v. 36, p. 34-37, 1999.
- ZAGLER, M. Foreign direct investment and corporate income taxation under legal uncertainty. (2017)
- WANG, Y.; WEI, Y.; SONG, F. M. Uncertainty and corporate R&D investment: Evidence from Chinese listed firms. International Review of Economics & Finance, v. 47, p. 176-200, 2017.
- DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. Investment under uncertainty. Princeton University Press, 1994.
- THORSTENSEN, V. H.; BADIN, M. R. S.; MULLER, C.; ELEOTÉRIO, B. Acordos preferenciais de comércio: da multiplicação de novas regras aos mega acordos comerciais. FGV EESP – CCGI – Papers. 2014.