

NOTA TÉCNICA Nº 6/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ

Assunto: Proposta de atualização da metodologia e critérios para a definição da Taxa de Retorno utilizando o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) e sua aplicação ao Ciclo Tarifário 2026-2030.

1. INTRODUÇÃO

1. De acordo com previsto no art. 9º,§ único, da Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás), as tarifas de transporte de gás natural serão propostas pelo transportador aprovadas pela ANP, após consulta pública, segundo critérios por ela previamente estabelecidos.
2. Nesse contexto, tendo em vista o ciclo tarifário 2026-2030, por meio da Decisão de Diretoria nº 534/2025 (SEI 5242190), a Diretoria Colegiada da ANP aprovou “a realização de Consulta Pública referente à revisão tarifária periódica quinquenal para o ciclo tarifário 2026-2030, pelo prazo de quarenta e cinco dias, das propostas tarifárias e das propostas de valoração da base regulatória de ativos dos transportadores de gás natural Gasocidente do Mato Grosso Ltda. (GOM), Nova Transportadora do Sudeste S.A. (NTS), Transportadora Associada de Gás S/A (TAG), Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) e Transportadora SulBrasileira de Gás S.A. (TSB).”
3. A Consulta Pública nº 08/2025 teve início com a publicação do Aviso de Consulta (SEI nº 5244190), no Diário Oficial da União de 22 de agosto de 2025, com prazo de 45 (quarenta e cinco) dias, tendo o início de contagem do prazo no dia 25/8/2025, com término previsto para o dia 8 de outubro de 2025.
4. Tendo em vista o volume de contribuições e a necessidade de aprofundamento técnico, especialmente diante da interligação com a revisão da Resolução ANP nº 15/2014 (Consulta e Audiência Públicas nº 5/2025), a Diretoria Colegiada da ANP, por meio da Decisão de Diretoria nº 704/2025 (SEI 5461531) dedidiu, por unanimidade:

- I) aprovar o Plano de Ação faseado para aprovação das metodologias e dos parâmetros necessários à definição da Receita Máxima Permitida e das propostas tarifárias referentes ao Ciclo Regulatório 2026-2030, compreendendo:*
 - a) 1ª fase: definição da taxa de retorno;*
 - b) 2ª fase: valoração da base regulatória de ativos; e*
 - c) 3ª fase: definição da Receita Máxima Permitida e das propostas tarifárias para o referido ciclo;*
- II) aprovar a utilização de contratos extraordinários pelas transportadoras até a aprovação final, pela ANP, da Receita Máxima Permitida e das propostas tarifárias das transportadoras para o Ciclo Regulatório 2026-2030, bem como até a conclusão dos respectivos Processos de Oferta e Contratação de Capacidade (POCCs) para contratação do serviço de transporte firme;*
- III) aprovar a realização de Consulta Pública, pelo prazo de quinze dias, sobre a metodologia e os critérios para definição da taxa de retorno aplicável ao Ciclo Regulatório 2026-2030; e*
- IV) determinar que a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação, durante o processo de valoração da base regulatória de ativos para o Ciclo Regulatório 2026-2030, considere, dentre os novos investimentos em construção e ampliação propostos, somente aqueles que já possuam Autorização de Construção emitida pela ANP.*

5. Em atendimento à 1ª fase do Plano de Ação supracitado, foi elaborada a Nota Técnica nº 2/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ (SEI 5450148 e 5449585) com objetivo de atualizar a metodologia e os

parâmetros utilizados pela ANP para o estabelecimento do valor da taxa de retorno empregada pela Agência para no cálculo da Receita Máxima Permitida (RMP), utilizada para fins de definição do cálculo de tarifas de transporte de gás natural para o Ciclo Tarifário 2026-2030.

6. Desta forma, por meio do Aviso de Consulta Pública (SEI 5469072), publicado em 10/11/2025, foi instaurada a Consulta Pública nº 12/2025, com objetivo de obter subsídios sobre a atualização da metodologia e critérios utilizados para a definição da taxa de retorno utilizando o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) e sua aplicação ao Ciclo Tarifário 2026-2030.

7. Assim, esta Nota Técnica tem como objetivo apresentar proposta de atualização da metodologia e dos critérios para a definição da taxa de retorno utilizando o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) e sua aplicação para o Ciclo Tarifário 2026-2030, após a realização da Consulta Pública nº 12/2025.

2. CONTRIBUIÇÕES DA CONSULTA PÚBLICA Nº 12/2025

8. Conforme apresentado no Relatório consolidado das contribuições dos participantes da Consulta Pública nº 12/2025 (SEI 5572650), durante o período da Consulta Pública nº 12/2025, de 10/11/25 a 25/11/25, foram recebidos 18 formulários eletrônicos totalizando 199 contribuições sobre a Nota Técnica nº 2/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ (SEI 5450148).

9. Adicionalmente, foram recebidas 13 contribuições por email, apensadas ao processo 48610.209490/2025-12, conforme Tabela 1:

Tabela 1 - Contribuições recebidas por e-mail na Consulta Pública nº 12/2025

Instituição	Documento
ABPIP	Carta Contribuições à Consulta Pública (5510813)
Petrobras	Carta GITE/AR - DPBR-2025-81766 (5516665)
CdU	Carta contribuição CP12 (5518315) Anexo NotaTécnica CALDEN (5518316)
IBP	Carta contribuição CP 12/25 (5518322)
Quantum	Carta Contribuições Quantum (5544994)
FGV Ceri	Carta relatório de contribuições da FGV CERI (5545117) Planilha FGV CERI (5545138)
ABRACE	Relatório contribuições ABRACE (5545346)
SIGLASUL	Relatório contribuições SIGLASUL (5545420)
NTS	Planilha contribuição NTS WACC (5545483)
TBG	Formulário contribuições TBG (5545506) Anexo formulário de contribuições TBG (5545526) Anexo Proposta de WACC e recomendações TBG (5545557)
TAG	Carta CE-TAG-DR-GAR-0524/2025 (5545587) Anexo carta CE-TAG-DR-GAR-0524/2025 (5545605) Carta CE-TAG-DR-GAR-0525/2025 (5545614) Parecer Gibraltar Consulting (5545628)

ATGas	Carta Contribuições ATGás à Nota Técnica 2/2-25/SIM-CTR (5545654) Apresentação ATGÁS - WACC regulatória (5545645)
ANFACER e ASPACER	Relatório de contribuições ANFACER e ASPACER (5545665)

10. Primeiramente, cabe ressaltar que a Decisão de Diretoria nº 704/2025 (SEI 5461531) de aprovar o Plano de Ação faseado para aprovação das metodologias e dos parâmetros necessários à definição da Receita Máxima Permitida e das propostas tarifárias referentes ao Ciclo Tarifário 2026-2030 em três etapas foi amplamente elogiada e reconhecida pelos agentes como uma forma de aprofundar a discussão de forma estruturada e transparente.

11. Os agentes destacaram a importância da manutenção de metodologias estáveis para garantir segurança jurídica, previsibilidade e alinhamento às melhores práticas internacionais. Além disso, o equilíbrio entre remuneração e modicidade tarifária foram indicados de forma recorrente instrumento necessário de incentivo à atração de investimento para expansão da rede e de desenvolvimento do mercado.

12. Os temas que mais receberam contribuições tanto nos formulários como por email foram justamente os temas destacados na seção 3 - Analise Crítica a Eventuais Melhorias da Nota Técnica nº 2/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, sendo: i) a estrutura de capital, com 33 contribuições (17 sobre a subseção 2.2 e 16 sobre a subseção 3.1); ii) o custo de capital de terceiros, com 24 contribuições (12 sobre a subseção 2.4 e 12 sobre a subseção 3.2), e; iii) taxa livre de risco, com 22 contribuições (12 sobre a subseção 2.3.1 e 10 sobre a subseção 3.2).

13. Deste modo, esta Nota Técnica irá se concentrar sobre esses tres pontos da metodologia utilizada para a definição da taxa de retorno utilizando o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC) e sua aplicação ao Ciclo Tarifário 2026-2030.

2. METODOLOGIA E CRITÉRIOS PARA DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA DE CAPITAL REGULATÓRIA

14. A determinação da estrutura de capital ótima — definida como a proporção entre capital de terceiros (Dívida) e capital próprio (Capital Próprio ou *Equity*) utilizada para financiar a Base Regulatória de Ativos (BRA) é uma decisão regulatória estruturante que afeta diretamente o equilíbrio econômico-financeiro do projeto, a modicidade tarifária, os incentivos à eficiência gerencial e a viabilidade de novos investimentos na infraestrutura nacional de gás natural.

15. No centro dessa equação encontra-se o Custo Médio Ponderado de Capital - CMPC (*WACC* - *Weighted Average Cost of Capital*), parâmetro que, isoladamente, exerce a maior influência sobre a Receita Máxima Permitida (RMP) das transportadoras.

16. O Brasil, através da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), historicamente adotou uma postura conservadora, fixando a alavancagem regulatória em 30% de dívida e 70% de capital próprio (30/70). Esta premissa, estabelecida em um contexto de mercado dominado por estatal e elevados riscos macroeconômicos, encontra-se hoje sob severo escrutínio. A transformação do setor, com a entrada de fundos de investimento globais e a compra das ações das transportadoras, antes subsidiárias da Petrobras, por novos agentes, revelou uma dicotomia: enquanto a regulação pressupõe uma estrutura de capital robusta em equity, a realidade corporativa das transportadoras exibe níveis de endividamento agressivos, frequentemente superando 90%.

17. No contexto da transição para o Ciclo Tarifário 2026-2030, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) empreende uma revisão crítica dos parâmetros estabelecidos na Nota Técnica nº 13/2019-SIM. Aquele documento, fundamentado em um contexto macroeconômico pretérito e em uma etapa incipiente da abertura do mercado de gás (Novo Mercado de Gás), adotou uma estrutura de capital conservadora de 30% de dívida e 70% de capital próprio. A presente análise demonstra, através de robusta fundamentação teórica e extensa evidência empírica internacional, que tal estrutura encontra-se desalinhada com as melhores práticas regulatórias globais e com a teoria de

finanças corporativas aplicadas a monopólios naturais, impondo custos de ineficiência aos usuários da rede.

18. Esta seção propõe uma análise exaustiva sobre a viabilidade, os riscos e os benefícios da transição da atual razão 30/70 para um patamar de **40/60**, entendido como uma medida intermediária rumo à convergência com os padrões internacionais. A análise fundamenta-se nas recentes Notas Técnicas da ANP (especialmente a Nota Técnica nº 2/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ) e em um estudo comparado detalhado com as jurisdições do Reino Unido, Austrália e Europa Continental, onde reguladores maduros operam consistentemente com alavancagens notariais entre 50% e 60%.

2.1. **Fundamentação Teórica da Estrutura de Capital em Mercados Regulados**

19. A teoria econômica subjacente à regulação de infraestruturas de rede postula que o papel do regulador é emular, em um ambiente de monopólio natural, as pressões de eficiência que existiriam em um mercado competitivo. Em mercados competitivos, as firmas buscam incessantemente otimizar sua estrutura de capital para minimizar o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) e maximizar o valor da empresa. Portanto, a regulação deve induzir esse comportamento ou simular seus resultados na definição das tarifas.

2.1.1. **O Teorema de Modigliani-Miller e a Irrelevância em Mercados Perfeitos**

20. O ponto de partida para qualquer discussão sobre estrutura de capital reside nas proposições seminais de Modigliani e Miller (1958). A Proposição I de MM estabelece que, sob a hipótese de mercados de capitais perfeitos — caracterizados pela ausência de impostos, custos de transação, custos de falência e assimetria de informação —, o valor de uma firma é independente de sua estrutura de capital. Ou seja, a forma como a empresa financia seus ativos (seja por dívida ou capital próprio) não altera o valor total gerado por esses ativos, que depende exclusivamente da capacidade operacional de geração de caixa.

21. Sob essa ótica de neutralidade estrita, o WACC permaneceria constante independentemente da alavancagem: à medida que a empresa substitui capital próprio (caro) por dívida (barata), o risco financeiro concentrado nos acionistas remanescentes aumenta linearmente, elevando o custo do capital próprio (K_e) exatamente na proporção necessária para anular o benefício do custo menor da dívida (K_d). Se o mundo real operasse sob essas premissas, a decisão regulatória sobre a estrutura de capital seria inócuia para a modicidade tarifária.

22. Contudo, os mercados reais, e especificamente o mercado brasileiro de infraestrutura, operam distantes das premissas de perfeição de MM. A introdução de imperfeições de mercado, notadamente a tributação corporativa, altera fundamentalmente a dinâmica de valor e impõe ao regulador o dever de buscar a estrutura eficiente.

2.1.2. **O Benefício Fiscal da Dívida e a Teoria do *Trade-off***

23. A Proposição II de Modigliani e Miller, revisada para incluir impostos corporativos (1963), reconhece que o sistema tributário, na maioria das jurisdições ocidentais, favorece o uso de dívida. Os juros pagos sobre a dívida são dedutíveis da base de cálculo do Imposto de Renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), criando um "escudo fiscal" (*tax shield*) que reduz o custo efetivo do capital para a empresa. Por outro lado, os dividendos e a retenção de lucros (remuneração do capital próprio) são tributados no lucro da empresa antes da distribuição (ou não geram dedução), tornando o *equity* uma fonte de financiamento fiscalmente ineficiente.

24. No Brasil, a alíquota marginal combinada de IRPJ e CSLL atinge 34%, uma das mais altas entre as economias relevantes. Isso implica que, para cada R\$ 1,00 pago em juros, a empresa economiza R\$ 0,34 em impostos, reduzindo o custo efetivo da dívida. Sob a ótica da Teoria do *Trade-off* estática, a empresa deveria aumentar sua alavancagem até o ponto onde o valor marginal do benefício fiscal fosse

igualado pelo valor marginal dos custos de dificuldades financeiras (*financial distress*).

25. Para empresas de transporte de gás natural (TSOs), os custos de *financial distress* são mitigados por características intrínsecas ao negócio:

1. **Estabilidade de Fluxo de Caixa:** TSOs operam sob regimes de receita permitida ou teto de preços, frequentemente com contratos de longo prazo (*ship-or-pay*) que garantem receitas independentemente da volatilidade de curto prazo na demanda de gás.

2. **Tangibilidade dos Ativos:** A infraestrutura de gasodutos constitui um colateral robusto e de longa vida útil, facilitando a recuperação de crédito em cenários de estresse.

3. **Barreiras à Entrada:** A natureza de monopólio natural protege a empresa de pressões competitivas predatórias que poderiam erodir margens rapidamente.

26. Consequentemente, a capacidade de endividamento de uma TSO é, teórica e empiricamente, superior à de empresas industriais ou de tecnologia expostas à concorrência perfeita. Manter uma estrutura de capital artificialmente desalavancada (como o modelo 30/70 vigente) desperdiça o valioso benefício fiscal proporcionado pela legislação tributária brasileira, obrigando o consumidor a pagar tarifas calculadas sobre uma base de capital inefficientemente cara (*equity*).

2.1.3. A Teoria da Agência e a Disciplina do Fluxo de Caixa Livre

27. Além das vantagens fiscais, a literatura de governança corporativa, liderada por Jensen e Meckling (1976), sugere que a dívida desempenha um papel disciplinador crucial na gestão de empresas reguladas. Monopólios naturais maduros tendem a gerar fluxos de caixa operacionais robustos, que muitas vezes excedem as necessidades imediatas de reinvestimento eficiente. Na ausência de obrigações de dívida, gestores podem ser tentados a utilizar esse "fluxo de caixa livre" de maneira sub-ótima — seja através de ineficiências operacionais (custos de agência), investimentos em projetos de retorno duvidoso ("construção de impérios") ou complacência na gestão de custos (*X-inefficiency*).

28. A obrigação contratual de servir a dívida (pagamento de juros e amortizações) reduz o fluxo de caixa discricionário disponível para a gestão, impondo uma disciplina financeira rigorosa. Para cumprir com as obrigações financeiras e evitar o risco de insolvência e a perda de controle para os credores, os gestores são incentivados a maximizar a eficiência operacional e a racionalizar os investimentos.

29. No contexto regulatório, definir uma estrutura de capital normativa com níveis adequados de alavancagem (e.g., 50%) envia um sinal regulatório de eficiência: a tarifa cobrirá os custos de uma empresa disciplinada financeiramente. Se a transportadora optar por operar com excesso de capital próprio ("preguiça financeira"), ela o fará diluindo o retorno de seus acionistas, pois a receita regulatória não compensará o custo de oportunidade desse *equity* excedente. O relatório da ECA corrobora essa visão ao destacar que a alavancagem atua como um mecanismo para mitigar o risco de *gold-plating* (superinvestimento na base de ativos), uma vez que a capacidade de endividamento tem limites impostos pelo mercado, ao contrário da injeção de capital próprio que pode ser mais discricionária em empresas estatais ou grandes conglomerados.

2.1.4. O Conceito da Empresa de Referência Eficiente

30. A regulação por incentivos não busca replicar a estrutura de capital real de cada agente regulado. Se assim o fizesse, estaria sujeita às idiossincrasias de gestão financeira de cada empresa, transferindo ineficiências ou riscos excessivos aos usuários. Em vez disso, adota-se o conceito de "Empresa de Referência Eficiente" ou "Entidade Notarial" (*Notional Efficient Benchmark Entity*).

31. Esta entidade hipotética possui uma estrutura de capital otimizada que busca minimizar o custo de capital (WACC) preservando, simultaneamente, métricas de crédito compatíveis com grau de

investimento (*investment grade*, tipicamente na faixa de BBB+ a A-). A definição da alavancagem ótima envolve, portanto, o arbitramento entre dois vetores opostos:

1. Eficiência Fiscal e de Custo: Como o custo da dívida (K_d) é inferior ao custo do capital próprio (K_e) — devido à senioridade dos credores sobre os fluxos de caixa e garantias reais —, o aumento da participação da dívida na estrutura de capital reduz o WACC. Adicionalmente, em regimes tributários onde os juros são dedutíveis (embora o modelo regulatório possa variar entre *pre-tax* e *post-tax*), a dívida gera um benefício fiscal (*tax shield*) que deve, em teoria, ser capturado em favor da modicidade tarifária.
2. Risco Financeiro e Financiabilidade (*Financeability*): A alavancagem amplia a volatilidade dos retornos para o acionista e aumenta o risco de *default*. Níveis excessivos de dívida elevam os *spreads* de crédito exigidos pelos credores e, consequentemente, o K_d . Existe, portanto, um ponto de inflexão onde o benefício marginal da dívida barata é anulado pelo aumento do custo de falência e pelos prêmios de risco exigidos tanto por credores quanto por acionistas.

32. A evidência empírica internacional, analisada neste relatório, sugere que o ponto ótimo para infraestruturas de gás maduras reside na faixa de 50% a 60% de dívida. O Brasil, caso mantivesse a escolha por 30%, se posicionaria como um exceção global, onerando a tarifa com um aumento de remuneração de capital próprio que não encontra respaldo na eficiência financeira observada nas próprias empresas reguladas.

2.2. **Metodologias de Definição da Alavancagem: Actual vs. Notional Gearing**

33. A escolha da metodologia para definir o parâmetro de alavancagem (g) na fórmula do WACC é tão crítica quanto o próprio número. A análise comparativa dos marcos regulatórios europeus identifica duas abordagens predominantes: a Alavancagem Efetiva (*Actual Gearing*) e a Alavancagem Normativa (*Notional Gearing*). A opção por uma ou outra molda os incentivos econômicos da transportadora e a distribuição de riscos entre acionistas e usuários.

2.2.1. **Alavancagem Efetiva (*Actual Gearing*): Limitações e Circularidade**

34. A abordagem de Alavancagem Efetiva utiliza a proporção real de dívida e capital próprio observada no balanço da transportadora para calcular o WACC. Embora possa parecer intuitiva sob a ótica de "reembolso de custos", essa metodologia apresenta falhas estruturais graves quando aplicada à regulação de incentivos.

35. O relatório da ECA para a ACER identifica um problema central de **circularidade e risco moral** nesta abordagem. Se o regulador se compromete a remunerar a estrutura de capital real, a empresa regulada ganha o poder de influenciar sua própria tarifa através de decisões de tesouraria. Por exemplo, em um cenário onde o custo do capital próprio regulatório é definido generosamente acima do custo real de mercado, a empresa teria um incentivo perverso para reduzir sua dívida e aumentar a participação do capital próprio (desalavancagem), inflando artificialmente o WACC e, consequentemente, a tarifa paga pelos usuários.

36. Além disso, a Alavancagem Efetiva transfere a volatilidade da estratégia financeira da empresa para o consumidor. Se a empresa decidir realizar uma reestruturação societária agressiva ou se tornar excessivamente conservadora, a tarifa flutuará em resposta a decisões que não têm relação com a eficiência da prestação do serviço de transporte de gás. A evidência empírica coletada no relatório CEER 2024 mostra que a utilização de *actual gearing* é extremamente rara na Europa moderna, restrita a casos muito específicos (como a Bulgária e, em certos contextos, a Grécia), sendo progressivamente abandonada em favor de modelos normativos que promovem maior estabilidade.

2.2.2. **Alavancagem Normativa (*Notional Gearing*): A Melhor Prática Internacional**

37. A Alavancagem Normativa, recomendada pela ECA e adotada pela vasta maioria dos reguladores europeus (incluindo BNetzA na Alemanha, Ofgem no Reino Unido, ARERA na Itália e CNMC na Espanha), consiste na definição *ex-ante* de uma estrutura de capital hipotética ou "meta", considerada eficiente para uma empresa de referência operando sob condições de risco similares.

38. As vantagens desta abordagem, que fundamentam sua adoção nesta Nota Técnica, são múltiplas:

1 . Incentivos à Eficiência Financeira: Ao fixar a remuneração com base em uma estrutura eficiente (e.g., 50/50), o regulador não impede a empresa de operar com uma estrutura diferente. Contudo, cria-se um sistema de incentivos: se a empresa conseguir operar com uma estrutura de capital mais eficiente que a normativa (e.g., obtendo dívida a custos menores ou otimizando seu balanço), ela apropria-se do ganho marginal, aumentando o retorno ao acionista (*RoE*). Inversamente, se a empresa for financeiramente ineficiente, o custo recai sobre o acionista, não sobre o usuário.

2. Estabilidade Tarifária: A estrutura normativa permanece fixa durante o ciclo tarifário (ou varia segundo regras predeterminadas), isolando as tarifas das flutuações de curto prazo nas decisões de financiamento da empresa. Isso confere previsibilidade tanto para o mercado consumidor quanto para os investidores de infraestrutura.

3. Comparabilidade e Benchmarking: A utilização de uma métrica padronizada permite ao regulador comparar o desempenho de diferentes operadoras em bases iguais, facilitando a aplicação de técnicas de *benchmarking* de custos (*yardstick competition*), essenciais em regimes de regulação por incentivos (*revenue cap*) como o adotado no Brasil.

4 . Mitigação do Efeito Averch-Johnson: Embora o efeito Averch-Johnson trate classicamente do excesso de investimento em capital (*gold-plating*), uma variação financeira desse efeito ocorre quando a taxa de retorno permitida excede o custo de capital. O uso de uma estrutura normativa calibrada, que impede a empresa de inflar o WACC via desalavancagem oportunista, atua como uma barreira regulatória contra a extração de rendas monopólicas.

2.3. Evidência Empírica Internacional: Análise dos Dados ECA e CEER

39. Para calibrar adequadamente o parâmetro de Alavancagem Normativa para o Ciclo 2026-2030, a ANP realizou uma análise exaustiva das práticas adotadas na União Europeia, jurisdição que possui o mercado de gás mais integrado e regulatório avançado do mundo. A análise baseia-se nos dados primários extraídos do "Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024" do CEER e do relatório consultivo da ECA.

2.3.1. Panorama da Alavancagem Internacional

40. A análise transversal dos dados revela que a estrutura de capital de 30% de dívida, utilizada anteriormente no Brasil, constitui um *outlier* conservador extremo quando comparada aos pares internacionais. A tabela 2 a seguir sintetiza os níveis de alavancagem normativa (*notional gearing*) adotados por reguladores internacionais para TSOs de gás:

Tabela 2 - Comparativo Internacional de Alavancagem Regulatória para TSOs de gás

País	Regulador	Alavancagem Normativa (Dívida %)	Racional Econômico e Observações

Brasil	ANP	30% (Atual)	Em Revisão. Historicamente conservador; proposta de 7.47% WACC na NT 2/2025.
Brasil (Proposta)	ANP	40% (Transição)	Proposta 2026-30. Medida gradualista para mitigar impacto tarifário.
Reino Unido	Ofgem	60%	O Ofgem é historicamente agressivo na exigência de eficiência financeira, considerando que ativos de rede regulados são de baixo risco e suportam alta alavancagem. Utiliza 60% para transmissão de gás (NGGT).
Austrália	AER	60%	2022-2026. Estabilidade de longo prazo baseada em <i>proxies</i> .
Austrália (WA)	ERA	55%	2022-2026. Ajuste fino baseado em dados observados (52-53%).
Áustria	E-Control	60%	Adota explicitamente 60% de dívida e 40% de <i>equity</i> para o cálculo do WACC, visando minimizar o custo de capital para o consumidor final.
Alemanha	BNetzA	60% (Implícito)	O modelo alemão garante retorno sobre o <i>equity</i> apenas até o limite de 40% do capital total. Qualquer <i>equity</i> acima disso é remunerado à taxa de dívida, efetivamente impondo uma estrutura de capital de 60% de dívida para fins tarifários.
França	CRE	50%	2024-2027. Estrutura normativa; WACC bifurcado (real/nominal).
Irlanda	CRU	55%	No controle de preços PC5, a CRU fixou a alavancagem normativa em 55%, suportada por testes de financiabilidade que garantem métricas de crédito robustas (<i>Investment Grade</i>).
Bélgica	CREG	67% (Implícito)	Utiliza uma proporção de 33% de <i>equity</i> e 67% de dívida, uma das mais altas da Europa, refletindo a estabilidade dos fluxos de caixa da TSO belga Fluxys.
Itália	ARERA	40% - 50%	Historicamente utiliza faixas próximas a 50%, ajustando periodicamente conforme as condições do mercado de dívida italiano.
Países Baixos	ACM	50%	O regulador holandês adota uma divisão 50/50, argumentando que este é um ponto de equilíbrio eficiente que evita subsídios cruzados entre consumidores e acionistas.
Espanha	CNMC	50%	Define 50% como alavancagem regulatória padrão, baseada em estudos de <i>peer group</i> de <i>utilities</i> europeias comparáveis.
Croácia	HERA	50%	Adota 50/50 como estrutura alvo para aproximar o efeito da alavancagem financeira ótima e reduzir o risco regulatório.

Polônia	URE	~40% - 50%	O regulador polonês tem se movido em direção a estruturas mais alavancadas, embora historicamente tenha sido mais conservador que seus pares ocidentais.
----------------	-----	------------	--

Fonte: Elaboração própria com base em dados extraídos de CEER e ECA.

2.3.1.1. A Experiência do Reino Unido: O Paradigma da Eficiência do Ofgem

41. O Reino Unido, através do regulador Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*), representa a fronteira da regulação baseada em incentivos (modelo RIIO - *Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*). A análise do ciclo tarifário RIIO-2 (2021-2026) para a transmissão de gás (*National Grid Gas Transmission - NGGT*) oferece um contraponto robusto ao conservadorismo brasileiro.

42. No RIIO-2, o Ofgem fixou a alavancagem notarial (*notional gearing*) em **60%**. O regulador britânico baseia essa decisão em uma análise extensa da capacidade de crédito das empresas de rede. O Ofgem considera que uma empresa eficiente de transmissão de gás pode sustentar uma dívida de 60% de sua Base de Ativos Regulados (RAV) mantendo confortavelmente uma classificação de crédito na faixa de BBB+ a A-.

43. É fundamental notar a estabilidade desse parâmetro. O nível de 60% foi mantido do ciclo RIIO-1 para o RIIO-2, apesar das tentativas das empresas reguladas de argumentar por uma redução para 55% devido ao aumento percebido do risco de negócio. O Ofgem rejeitou tais argumentos, sustentando que os mecanismos de proteção de receita (como o *revenue cap*) garantem uma estabilidade de fluxo de caixa suficiente para suportar tal endividamento.

44. A abordagem britânica para o custo da dívida é igualmente sofisticada. Em vez de fixar uma taxa pontual (como muitas vezes ocorre no Brasil), o Ofgem utiliza um índice de média móvel (*trailing average*) de 10 a 20 anos de índices de títulos corporativos (iBoxx).

- Isso permitiu ao Ofgem definir um custo de dívida real permitido extremamente baixo, na ordem de **1,82%** (indexado ao CPIH).
- Combinado com um custo de equity permitido de cerca de 4,30%, o WACC (Vanilla) resultante foi de aproximadamente **2,81%** (real).

45. A disparidade entre o WACC britânico (~2,81%) e a proposta brasileira (~7,47%) é gritante. Embora o Risco País explique parte dessa diferença, a estrutura de capital (60% de dívida barata vs. 30% de dívida no Brasil) é um fator determinante. Se o Ofgem utilizasse a estrutura brasileira de 30/70, o WACC britânico seria substancialmente maior, onerando os consumidores desnecessariamente.

46. O Ofgem também implementa mecanismos para desencorajar a engenharia financeira excessiva. Se uma empresa regulada optar por uma alavancagem real muito superior à notarial (por exemplo, acima de 70% ou 75%), mecanismos de "compartilhamento de benefícios fiscais" (*tax clawback*) ou exigências de injeção de equity podem ser acionados. Isso contrasta com o Brasil, onde NTS e TAG operam com >90% de alavancagem sem penalidades regulatórias diretas ou compartilhamento compulsório dos ganhos de arbitragem financeira.

2.3.1.2. A Experiência Australiana: Estabilidade e Dados de Mercado (AER e ERA)

47. A Austrália, com sua vasta infraestrutura de gasodutos e dependência de recursos naturais, oferece um paralelo geográfico e econômico relevante para o Brasil. O sistema regulatório é dual, com o *Australian Energy Regulator* (AER) cobrindo a maior parte do país e a *Economic Regulation Authority* (ERA) focada na Austrália Ocidental.

AER: A Manutenção dos 60%

48. O AER publica o *Rate of Return Instrument*, um documento vinculante revisado a cada

quatro anos. Na versão de 2022 (vigente até 2026), o AER manteve a alavancagem de referência (*benchmark gearing ratio*) em **60%**.

- **Base Empírica:** A decisão fundamentou-se na análise do valor de mercado da dívida e do equity de um grupo de comparáveis (*proxy group*), incluindo a APA Group (a maior operadora de gasodutos da Austrália), AusNet e Spark Infrastructure.
- **Análise dos Dados:** Os dados observados mostravam uma alavancagem média de mercado oscilando entre 52% e 55% nos últimos 5 a 10 anos.
- **Decisão Política:** Apesar dos dados observados estarem ligeiramente abaixo de 60%, o AER optou pela manutenção do patamar de 60%. Os motivos incluíram a estabilidade regulatória (evitar volatilidade nos parâmetros) e o fato de que, ao incluir dados históricos de empresas deslistadas (como o DUET Group, que tinha alavancagem média de 64% antes de ser adquirido), a média de longo prazo sustentava o nível de 60%.

ERA: Precisão e Híbridos

49. A ERA, regulando um mercado mais concentrado na Austrália Ocidental, adotou uma abordagem ligeiramente distinta no seu *2022 Final Gas Rate of Return Instrument*.

- **Decisão:** Fixou a alavancagem em **55%**.
- **Racional:** A ERA foi estritamente guiada pelos dados recentes, que apontavam para uma média de 52-53%. O regulador considerou que 55% era o "melhor estimador" arredondado, refletindo uma postura ligeiramente mais conservadora que o AER, mas ainda muito acima dos padrões brasileiros.
- **Questão dos Híbridos:** Um ponto central no debate australiano foi o tratamento de títulos híbridos (instrumentos de dívida subordinada com características de equity). A inclusão ou exclusão desses papéis altera o cálculo da alavancagem real. A ERA investigou métodos para expurgar as características de equity desses instrumentos para não inflar artificialmente a alavancagem de dívida considerada no cálculo.

50. Relevância para a Transição Brasileira: A experiência australiana reforça que, para ativos de infraestrutura maduros, alavancagens entre 55% e 60% são a norma. Mesmo diante de dados de mercado flutuantes, a estabilidade regulatória tende a ancorar o parâmetro no topo dessa faixa. O debate sobre híbridos na Austrália ecoa a complexidade das estruturas de capital da NTS e TAG no Brasil, onde dívidas intercompany e debêntures subordinadas mascaram a real distinção entre dívida e equity.

2.3.1.3. A Experiência Europeia: Convergência Continental (França, Itália e Alemanha)

51. Na Europa Continental, sob a supervisão da ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*), observa-se uma tendência de convergência nos parâmetros de WACC, embora as metodologias nacionais variem.

França: A Nova Abordagem da CRE (ATRT8)

52. A *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE) implementou mudanças significativas na decisão tarifária **ATRT8**, vigente de abril de 2024 a abril de 2027.

- **Estrutura Normativa:** A CRE define explicitamente a estrutura de capital normativa em **50% Dívida / 50% Equity**. Fontes oficiais corroboram que "a proporção entre dívida e capital próprio é definida como a relação de alavancagem regulatória ótima (50%)".
- **Dualidade Real/Nominal:** Em uma inovação importante para lidar com a transição energética e o risco de inflação, a CRE aplicou um WACC real pré-impostos para ativos antigos (incorporados à RAB antes de 2024) e um WACC nominal para novos ativos. Essa

medida visa incentivar novos investimentos (ex: adaptação para biometano e hidrogênio) protegendo o fluxo de caixa do investidor contra a erosão inflacionária imediata, ao mesmo tempo em que mantém a estabilidade tarifária para o estoque de ativos legados.

- **Nível de 50%:** O patamar de 50% é inferior ao do Reino Unido (60%), refletindo uma cautela específica da França quanto ao volume de gás a longo prazo, dado o compromisso do país com a energia nuclear e a eletrificação agressiva.

Itália: A Metodologia TIWACC da ARERA

53. A autoridade italiana, ARERA, utiliza o *Testo Integrato del WACC* (TIWACC) para harmonizar os retornos em infraestrutura.

- **Parâmetro 2024-2027:** Para o período atual, a resolução fixou o *gearing* (D/D+E) em 50% para o transporte de gás.
- **Alinhamento com Mercado:** Estudos da consultoria Oxera para a ARERA demonstraram que a alavancagem de mercado de *utilities* italianas listadas (como Snam e Terna) oscilava entre 40% e 50%. A ARERA, portanto, ajustou o parâmetro regulatório para o teto dessa faixa observada, garantindo que o regulador não estivesse subestimando a capacidade de endividamento do setor.

Alemanha: O Modelo de Equity Cap da BNetzA

54. A *Bundesnetzagentur* (BNetzA) adota uma abordagem única que resulta, efetivamente, em uma alavancagem alta.

- **Equity Cap de 40%:** O regulador alemão estabelece que o retorno sobre o capital próprio (ROE) regulatório incide sobre, no máximo, 40% dos ativos totais. Qualquer parcela de capital próprio que exceda esse limite (por exemplo, se uma empresa for financiada com 100% de equity) é remunerada à taxa de juros da dívida, que é significativamente menor.
- **Efeito Prático:** Isso cria um incentivo financeiro poderoso para que as empresas mantenham uma estrutura de capital real próxima de **60% Dívida / 40% Equity**. Documentos de consulta para o ano de 2025 indicam que a BNetzA continua considerando essa relação 60/40 como apropriada e robusta.

2.4. O Cenário Brasileiro: Diagnóstico da Defasagem e a Proposta de Transição

55. A discussão sobre a estrutura de capital no Brasil ganhou novos contornos com a abertura da Consulta Pública nº 12/2025 e a publicação da Nota Técnica nº 2/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ pela ANP, visando o Ciclo Tarifário 2026-2030. O regulador encontra-se diante de um paradoxo: a metodologia vigente reflete um passado de aversão ao risco, enquanto os agentes regulados operam com sofisticação financeira de classe mundial.

2.4.1. A Gênese e a Persistência da Razão 30/70

56. A fixação da alavancagem em 30% remonta às primeiras metodologias da ANP (Notas Técnicas de 2006 e 2018). Naquele período, a Petrobras era a detentora monopolista da infraestrutura. Como empresa integrada e estatal, seu financiamento era corporativo e não *project finance*. Além disso, o ambiente macroeconômico brasileiro, caracterizado por altas taxas de juros reais e volatilidade cambial, limitava a disponibilidade de crédito de longo prazo para infraestrutura. O regulador, prudentemente, assumiu que uma estrutura de capital conservadora era necessária para garantir a solvência e a atratividade do investimento.

57. No entanto, a manutenção desse parâmetro em revisões sucessivas criou uma estagnação regulatória. Mesmo com a melhoria do mercado de capitais doméstico (crescimento das debêntures de infraestrutura) e a entrada de investidores internacionais com acesso a *funding* global barato, a ANP manteve os 30%. O argumento central sempre foi a proteção contra o "Risco Brasil": em momentos de crise de liquidez, empresas muito alavancadas poderiam colapsar, colocando em risco a prestação do serviço público.

2.4.2. O Choque de Realidade: NTS, TAG e TBG

58. A desverticalização do setor expôs a fragilidade da premissa 30/70. A análise dos dados financeiros das transportadoras privatizadas revela um descolamento agressivo entre a "empresa notarial" e as empresas reais.

- **Nova Transportadora do Sudeste (NTS):** Adquirida por um consórcio liderado pela Brookfield, a NTS passou por uma reestruturação de capital radical. Dados de 2024 indicam que a empresa opera, em determinados exercícios, com patrimônio líquido contábil negativo ou extremamente reduzido, fruto de distribuições de dividendos alavancadas e amortizações de capital. Tecnicamente, sua alavancagem aproxima-se de 100%.
- **Transportadora Associada de Gás (TAG):** Sob controle da Engie e do fundo canadense CDPQ, a TAG apresenta uma alavancagem real na ordem de **93,3%**. A empresa utiliza intensivamente a capacidade de geração de caixa de seus contratos *take-or-pay* para servir uma dívida elevada, maximizando o retorno sobre o equity residual.
- **Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG):** Em contraste, a TBG, cujos contratos de transporte originais estão próximos do vencimento, possui uma estrutura desalavancada, praticamente sem dívida financeira relevante.

59. Essa heterogeneidade cria um problema regulatório complexo. Se fosse permitido remunerar a base de ativos (RAB) com um WACC calculado sobre 30% de dívida e 70% de equity, a NTS e a TAG poderiam obter lucros extraordinários. O regulador pagaria como se o capital fosse caro (Equity ~12% a.a.), mas a empresa financiaria o ativo com capital barato (Dívida ~7% a.a.), apropriando-se do *spread*. Para a TBG, no entanto, o modelo atual é adequado à sua realidade contábil, mas talvez excessivamente generoso do ponto de vista de eficiência teórica.

2.4.3. A Proposta de Transição para 40/60

60. Diante dessa distorção, consultorias especializadas (como a ECA e a FGV-CERI), contratadas tanto pela associação das transportadoras (ATGás) quanto por usuários, sugeriram revisões. A Nota Técnica nº 2/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ da ANP, embora cautelosa, reconhece a pressão para elevar a alavancagem. A proposta de mover o parâmetro para **40% Dívida / 60% Equity** surge como uma "medida de transição".

61. Justificativa Técnica da Transição:

1. **Gradualismo:** Um salto imediato para os 60% praticados internacionalmente causaria um choque tarifário reverso abrupto nas receitas das transportadoras, podendo comprometer *covenants* financeiros de dívidas existentes, especialmente considerando a volatilidade do mercado brasileiro.
2. **Mitigação de Tarifas:** O aumento de 10 pontos percentuais na dívida (de 30% para 40%) reduz o WACC. Considerando um custo de equity real em torno de 10-11% e um custo de dívida real de 6-7%, essa mudança pode reduzir o WACC final em cerca de 40 a 50 *basis points* (0,4% a 0,5%), o que se traduz em milhões de reais de alívio na RMP.
3. **Sinalização ao Mercado:** Indica que a regulação brasileira está caminhando em direção à eficiência, incentivando as empresas a manterem estruturas de capital

otimizadas.

62. A ANP propôs, preliminarmente, um WACC real de 7,47% a.a. para o novo ciclo. As transportadoras, através da ATGás, contestam esse valor, pleiteando taxas acima de 9%, argumentando que o aumento do risco de demanda (com a transição energética e o fim dos contratos de longo prazo) exige prêmios de risco maiores, e não menores. No entanto, a evidência de que as empresas operam com 90% de alavancagem mina o argumento de que o negócio é excessivamente arriscado para suportar dívida.

2.5. A Proposta de Nova Estrutura de Capital para o Brasil

63. A análise conduzida permite formular recomendações diretas para o processo de revisão tarifária da ANP e para a Consulta Pública 01/2025.

1. **Adoção da Relação 40/60 como Piso:** A proposta de transição para 40% de dívida e 60% de capital próprio deve ser encarada como o piso mínimo de eficiência. Manter os 30% seria injustificável tecnicamente diante da evidência de que as empresas suportam mais de 90% de dívida e de que todos os pares internacionais operam acima de 50%.

2. **Sinalização de Convergência Futura:** A ANP deve sinalizar explicitamente na Resolução que a meta de longo prazo (para o ciclo pós-2030) é convergir para 55/45, alinhando-se à Austrália e Irlanda. Isso dá tempo para que as empresas ajustem suas estruturas de capital e *covenants* de dívida.

3. **Refinamento do Cálculo do Beta:** A mudança na alavancagem exige um recálculo rigoroso do Beta. A ANP deve utilizar um *pool* de comparáveis internacionais (como faz o AER na Austrália e a ARERA na Itália) para derivar um Beta Desalavancado ($\beta_{\text{beta_a}}$) robusto, e então re-alavancá-lo pela nova estrutura de 40/60. Utilizar Betas de empresas brasileiras distorcidos por baixa liquidez ou estruturas de holding complexas deve ser evitado.

2.6. Conclusão e recomendação sobre a estrutura de capital

64. A pesquisa aprofundada demonstra inequivocamente que a estrutura de capital de **30% Dívida / 70% Equity** atualmente utilizada pela ANP é um anacronismo regulatório. Ela reflete uma era superada e impõe um custo desnecessário à tarifa de gás natural, prejudicando a competitividade industrial do Brasil.

65. A evidência internacional é contundente: reguladores de referência no Reino Unido (Ofgem), Austrália (AER) e Europa (CRE, ARERA, BNetzA) operam consistentemente com alavancagens notariais entre **50% e 60%**. A proposta de transição para **40/60** para o caso brasileiro no ciclo 2026-2030 revela-se, portanto, uma medida de prudência conservadora. Ela captura parte da eficiência financeira demonstrada pelas transportadoras privatizadas (NTS e TAG) em favor do consumidor, sem impor um risco de ruptura financeira sistêmica.

66. A resistência das transportadoras à mudança é esperada, dada a redução de receita implícita, mas o papel do regulador é simular a competição onde ela não existe. Em um mercado competitivo, uma empresa que financiasse ativos de baixo risco com 100% de equity caro seria deslocada por uma concorrente eficiente que utilizasse dívida barata. A regulação brasileira deve, urgentemente, mimetizar essa disciplina de mercado, iniciando a jornada rumo aos 40% e, futuramente, aos padrões globais de 55-60%.

67. Desta forma, recomenda-se à Diretoria Colegiada a aprovação de uma estrutura de capital composta por 60% de capital próprio e 40% endividamento. Esta medida não apenas promove a eficiência alocativa e produtiva, reduzindo o custo de capital e as tarifas finais, mas também fortalece a disciplina financeira das transportadoras.

68. Por fim, reiteramos que a adoção de *Notional Gearing* preserva a liberdade gerencial das

empresas para definirem suas estruturas reais de capital, ao mesmo tempo em que blinda os consumidores das ineficiências financeiras privadas.

3. ESTUDO SETORIAL APROFUNDADO PARA DEFINIÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL TERCEIROS (K_d) REGULATÓRIO DAS TRANSPORTADORAS DE GÁS NATURAL

69. A presente seção apresenta uma complementação à necessidade de evolução metodológica identificada na Nota Técnica nº 2/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ no que tange à especificação do Custo de Capital de Terceiros (K_d) para o ciclo tarifário 2026-2030, incorporando críticas teóricas, evidências empíricas primárias do mercado de capitais brasileiro e confrontando as metodologias apresentadas por consultorias externas (FGV-CERI, ECA e Calden) no âmbito do processo de consulta pública.

70. A motivação central deste estudo reside na constatação de que as metodologias pretéritas, baseadas em *proxies* internacionais ou em cestas genéricas de infraestrutura, tornaram-se insuficientes para capturar a realidade operacional e financeira das transportadoras de gás natural no Brasil pós-Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021).

71. A maturação do mercado de dívida corporativa doméstica, evidenciada pelo volume e frequência das emissões das transportadoras Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e Transportadora Associada de Gás (TAG), permite, pela primeira vez na regulação setorial da Indústria do Gás Natural, o abandono de modelos teóricos de construção de taxas (*bottom-up*) em favor de modelos baseados em custo efetivo observado (*market yield*).

72. A análise empreendida nas seções subsequentes demonstra que a utilização de dados primários das transportadoras, ponderados por uma janela temporal recente (2023-2025) que reflete a estabilização do risco regulatório e a compressão de spreads, resulta em um custo de capital significativamente mais eficiente do que aquele sugerido por modelos genéricos.

3.1. Contextualização Regulatória e Evolução do Mercado de Dívida

73. Para compreender a magnitude do aprimoramento proposto, é imperativo revisitar o arcabouço metodológico vigente até o ciclo anterior. A Nota Técnica nº 13/2019-SIM estabeleceu os parâmetros tarifários da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) em um contexto de escassez de dados. À época, a TBG, assim como a NTS e a TAG, operavam sob a órbita gravitacional da Petrobras, sem necessidade premente de acessar o mercado de capitais de forma autônoma e competitiva.

74. Naquele cenário, a ANP adotou, corretamente para o momento, uma abordagem teórica baseada no "CAPM da Dívida". O custo de capital de terceiros era construído através da soma da taxa livre de risco norte-americana (Treasury Bonds), acrescida do Risco País (EMBI+) e de um *spread* de crédito sintético, baseado em tabelas globais de rating (Damodaran) para empresas de perfil similar (Ba2/BB). O resultado era um K_d nominal em dólares, posteriormente convertido para reais.

75. No entanto, a realidade do setor transformou-se radicalmente. Os processos de desinvestimento da Petrobras, que culminaram na venda da NTS (para um consórcio liderado pela Brookfield) e da TAG (para ENGIE/CDPQ), forçaram essas empresas a estruturar departamentos de tesouraria independentes e a buscar *funding* no mercado local.

76. A Subseção 3.2 da NT nº 2/2025-SIM reconhece explicitamente essa mudança estrutural. O documento regulatório aponta que a manutenção de parâmetros genéricos internacionais tornou-se anacrônica diante da existência de uma curva de juros real e observável para as transportadoras domésticas. A insistência em modelos sintéticos, quando dados empíricos abundantes estão disponíveis, violaria o princípio da eficiência regulatória. O regulador não deve mais *estimar* quanto custaria a dívida de uma empresa teórica; ele pode *observar* quanto o mercado efetivamente cobra para financiar a NTS e

3.2. A Maturidade do Mercado de Capitais para Infraestrutura de Gás

77. A análise dos dados fornecidos no dossiê de emissões revela uma trajetória de rápida maturação e sofisticação financeira das transportadoras.

78. Historicamente, as primeiras emissões da NTS, por exemplo, ainda carregavam características de financiamento de aquisição (*acquisition finance*), com garantias reais robustas e taxas mais elevadas, refletindo o risco da transição de controle. A 1^a emissão (2017) foi conversível em ações, subscrita pelos próprios acionistas. A 2^a emissão (2018) pagava 109% do CDI, um spread considerável para uma empresa com receitas garantidas.

79. Contudo, à medida que o "Novo Mercado de Gás" se consolidava e a regulação da ANP provava sua estabilidade, o perfil de risco percebido pelo mercado financeiro alterou-se drasticamente. As emissões realizadas entre 2023 e 2025, foco deste estudo, demonstram uma capacidade das transportadoras de acessar recursos a custos decrescentes, emitindo volumes massivos (como a 6^a emissão da NTS de R\$ 8 bilhões) e alongando prazos (até 15 anos na 9^a emissão da NTS).

80. Este relatório, portanto, operacionaliza a transição de um modelo de "escassez de dados" (2019) para um modelo de "abundância de dados" (2025). A "Necessidade de Análise do Mercado de Dívida Doméstico" citada na NT 2/2025-SIM é atendida aqui através de uma dissecação minuciosa de cada operação de crédito relevante, expurgando ruídos de emissões antigas e focando na realidade prospectiva do setor.

3.3. Análise Crítica das Metodologias Concorrentes (Consulta Pública)

81. A robustez da proposta final de 3,94% a.a. é validada pelo confronto dialético com as metodologias alternativas apresentadas durante a Consulta Pública nº 08/2025. As contribuições da FGV-CERI, ECA e Calden oferecem um espectro de abordagens que vai desde o conservadorismo teórico até o pragmatismo de mercado. A análise crítica dessas propostas revela por que a abordagem de dados primários ("pente-fino") é superior.

3.3.1. A Proposta da FGV-CERI: O Erro da Cesta Amplia

82. A Fundação Getúlio Vargas (FGV-CERI), em seu estudo encomendado pela ATGás, propôs a utilização de uma metodologia baseada em uma cesta ampla de debêntures de infraestrutura negociadas no mercado secundário brasileiro. A FGV construiu uma amostra com 579 papéis, englobando setores de energia elétrica ("Electric"), saneamento ("Water"), rodovias ("Transportation") e óleo e gás. O resultado encontrado foi um custo médio de dívida *ex-ante* de 6,78% a.a. (real).

83. Embora estatisticamente significativa pelo volume de dados, a abordagem da FGV falha qualitativamente ao ignorar a heterogeneidade de riscos entre os subsetores de infraestrutura. A inclusão massiva de debêntures do setor elétrico (313 papéis) e de transporte logístico/rodovias (71 papéis) contamina a amostra com prêmios de risco que não existem no transporte de gás dutoviário.

84. O transporte de gás no Brasil opera, majoritariamente, sob a proteção de cláusulas *ship-or-pay* em contratos de longo prazo, mitigando quase totalmente o risco de volume. Em contraste, concessões rodoviárias estão expostas ao risco de tráfego (PIB), e distribuidoras de energia enfrentam riscos hidrológicos e de inadimplência pulverizada. Ao misturar esses ativos, a FGV importa para o gás um spread de risco alheio.

85. A própria tabela apresentada pela FGV denuncia essa distorção: enquanto a média geral da cesta é 6,78%, o subgrupo "Gas" apresenta spreads consistentemente menores. Além disso, a Calden Consultoria aponta corretamente que a FGV comete um equívoco ao utilizar uma janela de 10 anos para a média, capturando períodos de estresse fiscal brasileiro (2015-2016) que não refletem a conjuntura atual de crédito privado.

86. Portanto, a metodologia da FGV tende a superestimar o K_d , resultando em tarifas ineficientemente altas.

3.3.2. A Proposta da ECA: O Problema da Dupla Contagem

87. A consultoria Economic Consulting Associates (ECA) apresentou uma abordagem "bottom-up" ou "híbrida". A ECA propõe partir da Taxa Livre de Risco doméstica (NTN-B) e adicionar spreads estimados com base em três fontes: (i) taxas de empréstimo do BNDES, (ii) custo de crédito corporativo genérico do Banco Central e (iii) spreads de rating internacionais ajustados pelo CDS Brasil. O resultado sugerido pela ECA varia entre 4,6% e 6,6% (ponto central de 5,66%).

88. A metodologia da ECA padece de um vício de "dupla contagem" de risco país, conforme alertado pela Calden. Ao utilizar a NTN-B como base, o Risco Brasil já está integralmente precificado na taxa. Ao adicionar spreads corporativos genéricos ou baseados em CDS, a consultoria reintroduz componentes de risco sistêmico que já estavam na base.

89. Ademais, a sugestão de utilizar taxas do BNDES ou médias de crédito bancário do Bacen ignora a realidade financeira da NTS e TAG. Como demonstrado no dossiê de emissões, essas empresas acessam o mercado de capitais (debentures) a custos muito inferiores às taxas médias de balcão bancário ou às linhas tradicionais do BNDES. A ECA, ao não focar nos dados primários das emissões recentes, constrói um custo de dívida teórico para uma empresa que não tem acesso ao mercado de capitais, o que não é o caso das transportadoras brasileiras.

3.3.3. A Proposta da Calden: O Alinhamento com a Eficiência

90. A contribuição da Calden Consultoria é a que mais se aproxima da filosofia adotada neste relatório. A Calden critica severamente as propostas da FGV e da ECA por inflarem o custo de capital e defende o uso estrito das debêntures do setor de gás natural. A análise da Calden aponta que o custo real observado para o setor seria de aproximadamente 5,64% se usadas proxies de mercado, mas cai drasticamente quando ajustado pelas emissões incentivadas e pela metodologia correta de imposto.

91. A Calden também fornece um dado crucial para este estudo: a auditoria dos custos de emissão. Enquanto a ANEEL usa uma proxy de 0,56% e a ECA estima entre 0,20%-0,30%, a Calden levantou nas notas explicativas da NTS que o custo efetivo médio de estruturação das dívidas entre 2022 e 2024 foi de 0,40%. Este dado empírico é adotado nesta Nota Técnica por sua precisão contábil.

3.4. Fundamentação Macroeconômica e Premissas de Cálculo

92. A robustez de um modelo regulatório depende não apenas da qualidade dos dados de *input* (as emissões de dívida), mas também da consistência das premissas macroeconômicas utilizadas para tratar esses dados. Nesta seção, detalhamos o cenário base e o tratamento tributário, corrigindo falhas comuns observadas nas propostas externas.

3.4.1. Cenário Macroeconômico de Referência: Boletim Focus (Dez/2025)

93. Para converter as taxas nominais de mercado em taxas reais regulatórias, e para projetar os fluxos de pagamento das dívidas atreladas ao CDI, é imperativo adotar um cenário macroeconômico que reflita o consenso de mercado no momento da definição tarifária.

94. Rejeita-se o uso de metas de inflação (como praticado na metodologia antiga da ANP) ou de inflação histórica (como sugerido por parte da doutrina), pois ambas falham em capturar a expectativa presente dos agentes que especificam a dívida hoje. A inflação histórica olha para o retrovisor; a meta de inflação olha para o desejo do Banco Central; o Boletim Focus olha para a expectativa real do mercado.

95. Utiliza-se, portanto, o Boletim Focus de 05 de dezembro de 2025, que consolida as

expectativas de mais de 100 instituições financeiras. Adota-se a média aritmética das projeções anuais para o horizonte do ciclo tarifário (2026-2030).

Tabela 3: Projeções Macroeconômicas de Referência (Ciclo 2026-2030)

Ano Referência	IPCA Esperado (%)	Selic Esperada (%)	Racional Econômico (Insight)
2026	4,16%	12,25%	O mercado projeta um ano de ajuste, com inflação ainda pressionada e juros restritivos para ancoragem.
2027	3,80%	10,50%	Início da convergência monetária e desinflação gradual.
2028	3,50%	9,50%	Estabilização em patamar neutro.
2029	3,50%	9,50%	Manutenção das condições de longo prazo.
2030	3,50%	9,50%	Final do ciclo tarifário.
Média do Ciclo	3,69%	10,25%	Parâmetros utilizados na Equação de Fisher.

Fonte: Elaboração própria com base no Boletim Focus.

96. A utilização da média do ciclo (IPCA 3,69% e Selic 10,25%) permite suavizar as volatilidades de curto prazo projetadas para 2026, alinhando o WACC à realidade média que a transportadora enfrentará ao longo dos cinco anos.

3.4.2. O Tratamento Tributário e a Ordem das Operações

97. Um ponto de frequente erro metodológico, identificado na proposta da FGV-CERI e corrigido neste relatório, é a ordem de aplicação do benefício fiscal (*tax shield*).

98. A legislação tributária brasileira permite a dedutibilidade das despesas financeiras da base de cálculo do IRPJ/CSLL. Essa despesa é contabilizada pelo valor **nominal** dos juros pagos. Portanto, o benefício fiscal incide sobre a taxa nominal, não sobre a taxa real.

99. Metodologias que convertem a taxa para real e *depois* aplicam o desconto do imposto (como feito simplificadamente em alguns modelos) subestimam o valor do benefício fiscal em ambientes de inflação alta, resultando em um K_d artificialmente elevado. A metodologia correta, que maximiza a modicidade tarifária respeitando a lei fiscal, é:

- 1) Determinar o Custo Nominal Pré-Tributos.
- 2) Aplicar o *Tax Shield* sobre o Nominal: $K_d\{\text{Nom, Pós}\} = K_d\{\text{Nom, Pré}\} * (1 - 34\%)$.
- 3) Aplicar a Equação de Fisher para chegar ao Real: $K_d\{\text{Real, Pós}\} = [(1 + K_d\{\text{Nom, Pós}\}) / (1 + \text{IPCA})] - 1$.

100. Esta sequência captura o fato de que a inflação embutida na taxa de juros também gera um benefício fiscal para a empresa (a correção monetária da dívida é dedutível), uma eficiência que deve ser repassada ao usuário.

3.5. Estudo Setorial Empírico: A Carteira de Dívida NTS e TAG

101. Esta seção atende diretamente ao comando da Subseção 3.2 da NT 2/2025-SIM, realizando a "análise detalhada dos prospectos... e dos yields observados".

3.5.1. Critérios de Seleção da Amostra

102. Para garantir a representatividade e a atualidade do custo de capital, aplicaram-se os seguintes filtros à base de dados de emissões:

Emissor: Exclusivamente NTS e TAG. Exclui-se a TBG por não possuir dívida significativa de mercado, e excluem-se *peers* de outros setores para evitar contaminação de risco.

Janela Temporal: Emissões realizadas entre **2023 e 2025**.

Justificativa: O período anterior (2019-2022) foi marcado por volatilidade extrema (pandemia, Selic a 2% e depois a 13,75%) e riscos de transição regulatória que não existem mais. As emissões de 2023-2025 refletem a estabilidade do novo marco legal e a compressão de spreads decorrente da maturação das empresas.

Tipologia: Inclusão tanto de debêntures comuns quanto incentivadas (Lei 12.431), ponderadas pelo volume captado.

103. A aplicação dos critérios resultou em uma carteira de referência com volume total de **R\$ 15,21 bilhões**, uma amostra robusta e suficiente para eliminar idiossincrasias de operações isoladas. A Tabela 4 detalha a composição.

Tabela 4: Carteira de Dívida de Referência (NTS e TAG) - Janela 2023-2025

Emissor	Emissão / Série	Data	Volume (R\$ mi)	Peso (%)	Indexador	Taxa Contratada	Rating	Natureza
TAG	2ª (Única)	Dez/23	600	3,94%	IPCA	+ 5,99%	AA-	Incentivada
NTS	6ª (Séries 1, 2, 3)	Fev/24	8.000	52,60%	CDI	+ 1,43%	AA	Comum
TAG	3ª (Única)	Jun/24	3.000	19,72%	CDI	+ 0,98%	AA-	Comum
TAG	4ª (Única)	Mai/25	2.600	17,09%	CDI	+ 0,67%	AA-	Comum
NTS	9ª (Única)	Jul/25	260	1,71%	IPCA	+ 6,73%	AA	Incentivada
NTS	10ª (Única)	Ago/25	750	4,93%	CDI	+ 0,90%	AA	Comum
TOTAL			15.210	100%				

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANBIMA e Prospectos listados .

104. A partir da observação dos dados acima é possível identificar as seguintes análise de Tendências e Insights:

- **Hegemonia da NTS 6ª Emissão:** A operação de R\$ 8 bilhões da NTS domina a carteira (52,6%). Seu custo (CDI + 1,43%) é superior ao das emissões posteriores da TAG. Isso reflete o "prêmio de tamanho" necessário para colocar um volume tão expressivo no mercado de uma só vez, além do momento de mercado em fev/2024.
- **Compressão Agressiva de Spreads:** A comparação entre a TAG 3ª (jun/24, CDI + 0,98%) e a TAG 4ª (mai/25, CDI + 0,67%) revela uma redução de 31% no spread em menos de um ano. Isso comprova empiricamente a tese de que o risco do setor está sendo reprecificado para baixo pelo mercado, validando a necessidade de usar dados recentes. Metodologias que usam médias de 5 ou 10 anos (como FGV) perderiam esse movimento crucial.
- **O Fenômeno das Incentivadas:** As debêntures incentivadas (TAG 2ª e NTS 9ª) apresentam taxas nominais faciais muito competitivas. A TAG captou a IPCA + 5,99% em dez/23, um momento em que a NTN-B equivalente negociava em patamares próximos. Isso confirma a eficiência desse instrumento.

3.5.2. A Questão do "Prêmio Negativo" e a Eficiência Fiscal

105. A Nota Técnica nº 2/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ levanta uma discussão teórica relevante: a possibilidade de "prêmio negativo" (debentures incentivadas negociando abaixo das NTN-Bs) devido à isenção fiscal para pessoas físicas.

106. Nossa análise confirma que, em momentos de alta liquidez, isso ocorre. No entanto, diferentemente da postura cautelosa da NT 2/2025, que sugere não usar a NTN-B como *Taxa Livre de Risco* por causa dessa distorção, para o cálculo do *Custo de Dívida*, essa distorção é benéfica. Se a isenção de IR permite que a NTS capte a IPCA + 6,73% quando uma debênture comum custaria IPCA + 8,00%, o

regulador deve usar a taxa de 6,73%. O "subsídio" fiscal dado pelo governo (renúncia de IR) deve ser capturado pelo regulador e repassado ao consumidor via menor custo de capital. Ignorar as incentivadas e usar apenas debêntures comuns seria privatizar o benefício fiscal na mão do acionista.

3.6. Memória de Cálculo Detalhada do K_d Regulatório

107. Com base nas premissas e dados estabelecidos, procedemos ao cálculo passo a passo.

Passo 1: Cálculo do Custo Real Pré-Tributos Individual

Para cada emissão, converte-se a taxa contratada para uma taxa real *ex-ante*.

Emissões em IPCA: A taxa real é o cupom de face.

Emissões em CDI: Utiliza-se a Equação de Fisher com as premissas do Focus (Selic 10,25%, IPCA 3,69%).

Exemplo de Cálculo (NTS 6^a - CDI + 1,43%):

$$\text{Taxa Nominal} = 10,25\% + 1,43\% = 11,68\%$$

$$\text{Taxa Real} = (1,1168 / 1,0369) - 1 = 7,705\%$$

Exemplo de Cálculo (TAG 4^a - CDI + 0,67%):

$$\text{Taxa Nominal} = 10,25\% + 0,67\% = 10,92\%$$

$$\text{Taxa Real} = (1,1092 / 1,0369) - 1 = 6,972\%$$

Tabela 5: Consolidação dos Custos Reais Individuais

Emissão	Indexador	Custo Real Calculado	Peso na Carteira	Contribuição Ponderada
TAG 2 ^a	IPCA	5,990%	3,94%	0,236%
NTS 6 ^a	CDI	7,705%	52,60%	4,053%
TAG 3 ^a	CDI	7,271%	19,72%	1,434%
TAG 4 ^a	CDI	6,972%	17,09%	1,192%
NTS 9 ^a	IPCA	6,730%	1,71%	0,115%
NTS 10 ^a	CDI	7,194%	4,93%	0,355%
TOTAL			100%	7,385%

O Custo Médio Ponderado Bruto da carteira é de **7,39% a.a.** (arredondado).

Passo 2: Incorporação dos Custos de Emissão

Adota-se o valor de **0,40%**, baseado na evidência empírica auditada levantada pela Calden, em detrimento da proxy de 0,56% da ANEEL (que inclui custos de distribuição de varejo mais elevados do setor elétrico) ou das estimativas baixas da ECA.

$$K_d\{\text{Real, Pré-Tributos}\} = 7,39\% + 0,40\% = 7,79\%$$

Passo 3: Aplicação do Benefício Fiscal e Conversão Final

Aplicamos a metodologia tributária correta (imposto sobre nominal):

Reconversão para Nominal Pré-Tributos:

Utilizando o IPCA médio de 3,69%:

$$\text{Nominal}\{\text{Pré}\} = [(1 + 0,0779) * (1 + 0,0369)] - 1 = 11,77\%$$

Aplicação da Alíquota de 34% (IR/CSLL):

$$\text{Nominal}\{\text{Pós}\} = 11,77\% * (1 - 0,34) = 7,77\%$$

Conversão Final para Real Regulatório:

$$K_d\{\text{Real, Pós}\} = [(1 + 0,0777) / (1 + 0,0369)] - 1 = 3,935\%$$

Resultado Final: O K_d regulatório proposto é de 3,94% a.a.

3.7. **Análise de Robustez e Confronto com Alternativas**

108. O resultado de **3,94%** é robusto e resiste ao confronto com as alternativas apresentadas na Consulta Pública. A Tabela 6 resume as divergências.

Tabela 6: Matriz Comparativa de Resultados e Premissas (K_d Real Pós-Impostos)

Parâmetro	Proposta ANP (Aprimorada)	FGV-CERI	ECA Point	Calden
Base de Dados	NTS/TAG (2023-25)	Cesta Infra Brasil (10 anos)	NTN-B + Spreads Genéricos	NTS/TAG Ajustado
Tratamento Fiscal	Sobre Nominal (Correto)	Sobre Real (Incorreto)	Sobre Nominal	Sobre Nominal
Custo Emissão	0,40% (Auditado)	0,56% (Proxy ANEEL)	0,30% (Estimado)	0,40%
K_d Final	3,94%	4,84%	5,66%	2,52%

109. Assim, a partir da comparação das principais propostas sobre a estimativa do capital de terceiros, pode-se concluir:

- **Distorção da FGV (4,84%):** O valor da FGV é 90 bps superior à nossa proposta. Isso decorre da "contaminação" da cesta de infraestrutura com papéis de maior risco e de um equívoco metodológico na aplicação do benefício fiscal (aplicado sobre bases reais em etapas intermediárias).
- **Distorção da ECA (5,66%):** A proposta da ECA é a mais elevada, decorrente da dupla contagem de risco país (ao somar spreads corporativos sobre a NTN-B) e da desconsideração das debêntures incentivadas.
- **Conservadorismo da Calden (2,52%):** A Calden chega a um valor muito baixo (2,52%). Embora metodologicamente alinhada conosco (usa dados NTS/TAG), a Calden utiliza premissas de inflação implícita de curto prazo diferentes do Focus e pode estar superestimando o peso das incentivadas ou usando spreads de um momento de liquidez excessiva. Nossa proposta de 3,94% é mais equilibrada, usando o Focus para suavizar a volatilidade.

3.8. **Conclusão e Recomendação sobre o capital de terceiros**

110. O aprimoramento metodológico aqui conduzido, em resposta à demanda da Nota Técnica nº 2/2025/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ, resulta em um parâmetro de Custo de Capital de Terceiros que é, ao mesmo tempo, tecnicamente rigoroso e aderente à realidade de mercado.

111. Ao abandonar as *proxies* genéricas e mergulhar nos dados primários das emissões da NTS e TAG, a ANP reconhece a maturidade do setor. A descoberta de uma compressão de spreads (de CDI+1,43% para CDI+0,67%) e a confirmação da eficiência das debêntures incentivadas permitem estabelecer um K_d de **3,94% a.a.**, significativamente mais eficiente do que as propostas das consultorias contratadas pelas empresas.

112. Desta forma, recomenda-se à Diretoria Colegiada a aprovação do valor de 3,94% a.a. como Custo de Capital de Terceiros (K_d) definitivo para o cálculo do WACC do ciclo 2026-2030. Este valor reflete uma empresa eficiente, financiada majoritariamente em moeda local, com acesso a instrumentos fiscais otimizados e operando em um ambiente de risco regulatório decrescente.

4. MANUTENÇÃO DOS TÍTULOS DO TESOURO AMERICANO COMO PARAMETRO REFERÊNCIA PARA ESTIMATIVA DA TAXA LIVRE DE RISCO

113. A definição da Taxa Livre de Risco (*Risk-Free Rate*, RFR) no cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) é, reconhecidamente, um dos pontos mais sensíveis e estruturantes da metodologia tarifária.

114. A Associação das Transportadoras de Gás (ATGás), amparada por estudos técnicos da Fundação Getúlio Vargas - Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura (FGV-CERI) e da consultoria ECA, defende a nacionalização da RFR, propondo a substituição do título do tesouro americano de 10 anos (UST 10Y) pela Nota do Tesouro Nacional – Série B (NTN-B). O fundamento desta proposta apresenta coerência: uma vez que as transportadoras de gás natural operam, auferem receitas e têm seus custos denominados em Reais, a remuneração regulatória de seu capital deveria estar referenciada em um ativo de referência doméstico e isento de risco de *default*.

115. Esta Nota Técnica, contudo, adota uma abordagem de cautela regulatória, optando por manter o UST 10Y como o *proxy* para a taxa livre de risco na presente atualização metodológica. Esta decisão não implica em desconsiderar a validade teórica da transição para o NTN-B, mas sim em reconhecer a necessidade de aprofundar o debate em um processo regulatório futuro e específico.

116. A prudência desta decisão é justificada pelas condições específicas do mercado de capitais brasileiro no período recente (pós-2020), que apontam para uma potencial distorção nos preços relativos dos ativos de renda fixa, questionando a adequação conceitual da NTN-B como *proxy* perfeita de RFR neste momento.

4.1. O Fenômeno da Inversão de Prêmios e a Distorção de Mercado

117. O mercado de dívida corporativa testemunhou uma expansão expressiva das debêntures incentivadas (Lei nº 12.431/2011). O benefício fiscal da isenção de Imposto de Renda gerou uma demanda estrutural atípica, notavelmente por investidores de alta renda.

118. Essa forte demanda provocou uma acentuada compressão do prêmio de risco, resultando no fenômeno de "inversão de prêmios": em momentos específicos, debêntures de infraestrutura (ativos com risco de crédito corporativo inerente) foram negociadas com taxas de remuneração inferiores às das NTN-Bs (o ativo de referência supostamente livre de risco da curva de juros brasileira).

119. De acordo com a teoria do CAPM, a RFR não deve ser contaminada pela dinâmica de risco de crédito do mercado privado. A Agência considera que, se a formação de preço da NTN-B estiver sendo influenciada, mesmo que marginalmente, por esta dinâmica de oferta e demanda artificialmente impulsionada por políticas tributárias, sua adoção imediata como taxa livre de risco poderia:

- Vincular a remuneração de um monopólio natural de longo prazo (o transporte de gás) à volatilidade e às especificidades de um segmento de mercado potencialmente transitório.
- Comprometer o princípio de que a RFR deve refletir apenas o risco macroeconômico estrutural do País, e não as distorções de preço de curto prazo.

4.2. A Necessidade de um Processo Regulatório Dedicado

120. Adicionalmente, a transição de um parâmetro em Dólar (UST) para um parâmetro em Real (NTN-B) constitui uma mudança metodológica estrutural de grande magnitude, com impactos significativos e permanentes sobre o WACC, tarifas e remuneração de investidores.

121. A prudência e a boa prática regulatória exigem que uma mudança deste calibre seja objeto de um processo regulatório específico, aprofundado e participativo. Faz-se necessária a condução de uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) detalhada, seguida de amplas consultas e audiências públicas.

122. A manutenção do UST 10Y prioriza a estabilidade regulatória e mitiga a exposição da metodologia a potenciais distorções temporárias. A ANP reitera o compromisso de analisar a proposta de nacionalização da RFR, em um processo regulatório futuro, dedicado a este tema crucial, garantindo que a base técnica para a eventual alteração seja transparente e resulte em benefícios claros para a eficiência econômica do setor e para os consumidores no longo prazo.

5. PROPOSTA DE TAXA DE RETORNO PARA O CICLO TARIFÁRIO 2026-2030.

123. A partir das considerações apresentadas, a Tabela 7 apresenta proposta de parâmetros a serem empregados na definição da Taxa de Retorno utilizando o Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC), resultando em uma taxa de retorno real no valor de 7,63% a.a., e sua aplicação ao Ciclo Tarifário 2026-2030.

Tabela 7: Proposta dos Parâmetros do Cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (CMPC)

Parâmetro	Valor	Parâmetro
Total da Dívida/Capital Total [D/(D+E)]	40,00%	Estrutura de Capital
Capital Próprio/Capital Total [E/(D+E)]	60,00%	UST 10Y
Taxa Livre de Risco (US\$)	2,91%	S&P500 - UST 10Y
Prêmio de Risco de Mercado (US\$)	6,95%	CDS * Mult. Volat.
Risco Brasil (US\$)	4,22%	Cesta comparáveis
Beta do Ativo (Desalavancado)	0,548	Infl. implícita
Beta do Acionista (Alavancado)	0,703	
Tributos (IR e CSLL)	34,00%	
Inflação EUA (a.a.)	2,29%	
CCP (antes de tributos), em termos nominais (US\$)	12,62%	
CCP (antes de tributos), em termos reais	10,09%	
CCT (antes de tributos), em termos reais	3,94%	
CMPC, em termos reais	7,63%	

Fonte: Elaboração própria.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

124. Esta Nota Técnica apresenta a proposta final de atualização da metodologia para o cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) aplicável ao Ciclo Tarifário 2026-2030 de transporte de gás natural.

125. Após a análise das contribuições da Consulta Pública nº 12/2025, as principais definições técnicas recomendadas são:

- Estrutura de Capital: Adoção de uma proporção de 40% de dívida e 60% de capital próprio. Esta mudança representa uma transição necessária frente ao modelo anterior (30/70), aproximando a regulação da realidade operacional das transportadoras e das práticas internacionais.
- Custo de Capital de Terceiros (K_d): Definição da taxa de 3,94% a.a. (em termos reais). Este valor foi obtido através da análise de dados reais das emissões de debêntures da NTS e TAG entre 2023 e 2025, refletindo a eficiência financeira atual do setor.
- Taxa Livre de Risco: Manutenção da utilização dos títulos do Tesouro Americano (UST 10Y) como referência, garantindo estabilidade regulatória e evitando distorções momentâneas do mercado local.

126. Como resultado, propõe-se um taxa de retorno real de **7,63% ao ano**. Este valor busca equilibrar a remuneração adequada aos investidores, garantindo a sustentabilidade das empresas, com a modicidade tarifária em benefício dos consumidores.

127. Recomenda-se o encaminhamento desta proposta à Diretoria Colegiada para aprovação

Elaborado por:

MARCO ANTONIO BARBOSA FIDELIS
Coordenador Geral de Cálculo Tarifário

De acordo:

THIAGO NEVES DE CAMPOS
Superintendente de Infraestrutura e Movimentação

Referências Bibliográficas

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2006). Metodologia de Cálculo do Custo Médio Ponderado de Capital Aplicável à Atividade de Transporte de Gás Natural no Brasil. Nota Técnica ANP nº 027/2006-SCM, Superintendência de Comercialização e Movimentação Petróleo, seus Derivados e Gás Natural.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2018). Análise da Proposta de Taxa de Retorno e Valoração da Base Regulatória de Ativos da Transportadora Gasoduto Bolívia-Brasil S.A.. Nota Técnica nº 007/2018-SIM, Superintendência de Infraestrutura e Movimentação.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2019). *Receita Máxima Permitida e Tarifas de Transporte aplicáveis ao serviço de transporte firme da Chamada Pública do Gasoduto Bolívia-Brasil – 2019*. Nota Técnica ANP nº 13/2019-SIM, Superintendência de Infraestrutura e Movimentação.

CEER. Council of European Energy Regulators (2024). *Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2024*. Ref: C24-IRB-74-03.

COPELAND, T.; WESTON, J. F.; SHASTRI, K. *Financial Theory and Corporate Policy*. 4. ed. Boston: Pearson Addison Wesley, 2005.

DAMODARAN, A. *Finanças corporativas aplicadas: manual do usuário*. Porto Alegre, Ed.Bookman, 2002.

DAMODARAN, A. *Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications*. Stern School of Business, New York University, 2015.

DAMODARAN, A. *Country Risk: Determinants, Measures and Implications – The 2025 Edition*. Stern School of Business, New York University, 2025.

ECA. Economic Consulting Associates (2018). *Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs)*. Final report.

HAMADA, Robert S. *The Effect of the Firm's Capital Structure on the Systematic Risk of Common Stocks*. The Journal of Finance, v. 27, n. 2, p. 435-452, 1972.

LINTNER, J. *The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets*. Review of Economics and Statistics, v. 47, n. 1, p. 13-37, 1965.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. *Metodologia de Cálculo do WACC*. Brasília, 2018.

MITRA, S. *Revisiting WACC*. Journal of Management & Business Research. Volume 11, Issue 11, Version 1.0, 2011.

MODIGLIANI, F.; MILLER, M.H. *The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment*. American Economic Review, v. 48, n. 3, p. 261 – 297, 1958.

SHARPE, W. F. *Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk*. Journal of Finance, v. 19, n. 3, p. 425- 442, 1964.



Documento assinado eletronicamente por **MARCO ANTONIO BARBOSA FIDELIS, Coordenador-Geral de Cálculo Tarifário**, em 16/12/2025, às 15:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **THIAGO NEVES DE CAMPOS, Superintendente de Infraestrutura e Movimentação**, em 16/12/2025, às 15:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.anp.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5561426** e o código CRC **42A5CE0A**.

Observação: Processo nº 48610.209490/2025-12

SEI nº 5561426