

NOTA TÉCNICA Nº 2/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ

Assunto: Fundamentos legais, base teórica e referenciais metodológicos aplicáveis à valoração da Base Regulatória de Ativos e dos custos operacionais aplicáveis ao serviço de transporte de gás natural.

1. INTRODUÇÃO

1. O mercado brasileiro de transporte de gás natural encontra-se em fase de transição para o regime de acesso regulado, após décadas de operação sob contratos bilaterais firmados predominantemente com a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras). A Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás) estabeleceu os princípios de livre acesso, de separação entre atividades e de regulação econômica baseada em tarifas aprovadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).
2. A consolidação do regime de acesso regulado, instituído pela Lei nº 14.134/2021, regulamentado pelo Decreto 10.712/2021 e operacionalizado pela Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026 (RANP 991/2026), exige arcabouço metodológico robusto para a valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) e para apuração dos custos operacionais (OPEX) reconhecidos na formação da Receita Máxima Permitida (RMP).
3. Nos termos do art. 9º, § único, da Nova Lei do Gás, as tarifas de transporte de gás natural serão propostas pelo transportador aprovadas pela ANP, após consulta pública, segundo critérios previamente estabelecidos pela Agência.
4. Nesse contexto, o ciclo tarifário 2026–2030 marca momento crítico dessa transição, coincidindo com o encerramento de contratos legados de transporte e com a coexistência temporária entre regimes contratuais bilaterais e o modelo tarifário de entrada e saída.
5. A adequada valoração da BRA e apuração dos custos operacionais constitui condição necessária para assegurar modicidade tarifária, eficiência econômica e preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos transportadores.
6. A RANP 991/2026 instituiu o novo regime tarifário aplicável aos sistemas de transporte de gás natural no modelo de contratação de capacidade por entrada e saída, estruturado segundo a abordagem de Receita Máxima Permitida (RMP), com base em blocos de construção (*building blocks*). Esse modelo pressupõe rigidez e transparência na valoração transparente da BRA e no reconhecimento dos custos operacionais, incorporando, como elementos centrais da regulação, os princípios de eficiência e prudência.
7. Assim, esta Nota Técnica apresenta os fundamentos legais, a base teórica e os referenciais metodológicos aplicáveis à valoração da BRA e à apuração de novos investimentos e dos custos operacionais, à luz da legislação vigente, das diretrizes da ANP e de referenciais internacionais, especialmente as práticas da *Australian Energy Regulator* (AER) e as *National Gas Rules* (NGR).

2. LEGISLAÇÃO APLICÁVEL

8. No ordenamento jurídico brasileiro, a Lei nº 14.134/2021 estabelece os princípios estruturantes do setor de gás natural, entre os quais se destacam a modicidade tarifária, a eficiência econômica, a transparência e a preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos agentes autorizados.

9. O Decreto nº 10.712/2021, que regulamenta a Nova Lei do Gás por sua vez, detalha as diretrizes para organização e funcionamento do segmento de transporte de gás natural, reforçando a necessidade de estabilidade regulatória como condição para expansão da infraestrutura.

2.1. A Resolução ANP nº 991/2026

10. A RANP 991/2026 estabelece o regime tarifário aplicável aos sistemas de transporte de gás natural e aos serviços de transporte oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída, em alinhamento com as diretrizes da Resolução CNPE nº 3/2022 e a regulamentação da Nova Lei do Gás.

11. A RANP 991/2026 regulamenta:

- I - o regime tarifário aplicável aos sistemas de transporte de gás natural e aos serviços de transporte oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída;
- II - os critérios para determinação da Receita Máxima Permitida (RMP) de transporte;
- III - os critérios para o cálculo das tarifas dos serviços de transporte de gás natural;
- IV - os requisitos para a consulta pública tarifária e para a aprovação da proposta tarifária; e
- V - o procedimento para a conciliação das receitas na conta regulatória dos transportadores.

12. Em convergência com a prática internacional de regulação econômica de infraestrutura, a RANP 991/2026 introduz a abordagem de "blocos de construção" (*building blocks*) para a apuração da RMP. Nesse modelo, a RMP resulta da soma de componentes básicos ou "blocos", que compreendem: (i) a remuneração do capital investido na BRA; (ii) a recuperação do capital por meio da depreciação ou amortização regulatória; (iii) os custos operacionais (OPEX) eficientes; e (iv) os tributos.

13. Cada bloco é avaliado segundo critérios específicos, orientados pelos princípios da eficiência econômica, da prudência e da modicidade tarifária. A metodologia de blocos de construção amplia transparência regulatória, reduz o risco de dupla recuperação de custos e contribui para a preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos transportadores, ao mesmo tempo em que protege os usuários contra a incorporação de despesas ineficientes.

14. No âmbito desse modelo, a RANP 991/2026 define a BRA como o conjunto de bens e instalações resultantes de investimentos prudentes e necessários à prestação de serviço de transporte expressamente aprovados pela ANP. Nesse contexto, a valoração da BRA assume papel central na arquitetura do modelo tarifário. A BRA constitui a base de incidência da remuneração do capital investido e da depreciação regulatória, influenciando diretamente o nível da RMP e, por conseguinte, o nível das tarifas de transporte.

15. Sua definição metodológica não se limita a uma questão contábil ou operacional, mas integra o compromisso regulatório intertemporal assumido pela ANP quanto à recuperação do capital eficiente investido.

16. Por essa razão, a RANP 991/2026 incorpora como elemento central na regulação do sistema de transporte os princípios de eficiência e prudência, ou seja, avaliação da qualidade econômica dos gastos propostos e não mera conferência formal de valores.

17. Neste contexto, destacam-se os seguintes dispositivos:

- **Art. 2º, II:** a base regulatória de ativos (BRA) é definida como “conjunto de ativos diretamente relacionados à atividade de transporte de gás natural”. Esse dispositivo garante que apenas ativos e despesas **diretamente relacionados à prestação do serviço** de transporte podem ser reconhecidos.
- **Art. 6º, § 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." Este dispositivo consagra o **teste de**

prudência como condição necessária para inclusão de ativos na base regulatória.

- **Art. 8º, § 2º, III:** Os custos operacionais compõem a RMP "desde que considerados eficientes e prudentes pela ANP." O duplo teste de **eficiência** e **prudência** aplica-se igualmente ao OPEX.
- **Art. 10:** As estimativas de O&M e G&A "devem ser baseadas em dados históricos do transportador e referenciais de eficiência nacional ou internacional." Estabelece o princípio do **benchmarking** como instrumento de validação.
- **Art. 11:** Prevê reajuste anual da RMP pela inflação menos o **Fator X**, capturando ganhos de eficiência e produtividade esperados e repassando-os aos consumidores.
- **Art. 12:** Confere à ANP o poder de "exigir do transportador os **registros contábeis** relativos ao projeto ou a apresentação de **relatório de auditoria**" para verificação da RMP, além da possibilidade de "exclusão da receita e do capital, a aplicação de sanções e a revogação de atos autorizativos."
- **Anexo I (Art. 8º):** A fórmula de atualização da BRA explicita que apenas o "CAPEX — valor do investimento aprovado para inclusão na BRA" deve ser adicionado, reforçando a **necessidade de aprovação prévia**.

3. RECEITA MÁXIMA PERMITIDA E O PAPEL DA BRA

18. Como dito, a Resolução ANP nº 991/2026 adota modelo de regulação baseado na Receita Máxima Permitida, estruturado segundo abordagem de “blocos de construção” (*building blocks*). Nesse modelo, a receita anual autorizada ao transportador é composta pela soma de parcelas que refletem, de forma segregada e transparente, os custos reconhecidos como necessários à prestação eficiente do serviço.

19. A estrutura da RMP compreende essencialmente três componentes: (i) remuneração do capital, (ii) recuperação do capital e (iii) custos operacionais eficientes (custos de operação e manutenção - O&M - e despesas gerais e administrativas - G&A). Entre esses elementos, a BRA constitui o principal determinante da parcela de capital da receita.

20. A remuneração do capital é calculada mediante aplicação da taxa de retorno (WACC) sobre a BRA. A recuperação do capital, por sua vez, corresponde à parcela destinada à recuperação do investimento por meio da depreciação regulatória e amortização dos ativos que compõem a BRA. Assim, a BRA cumpre dupla função: serve simultaneamente como base de remuneração do capital e como referência para o cálculo da depreciação e amortização econômica dos investimentos.

21. Sob a ótica econômica, a correta mensuração da BRA é condição necessária para garantir neutralidade intertemporal entre investidores e usuários. Caso a base seja superavaliada, haverá remuneração extraordinária sobre o capital investido e potencial impacto negativo sobre a modicidade tarifária. Caso seja subavaliada, compromete-se a recuperação do investimento eficiente, elevando risco regulatório e custo de capital.

22. A Resolução ANP nº 991/2026 estabelece que apenas ativos efetivamente empregados na prestação do serviço de transporte, e que ainda não tenham sido integralmente recuperados por meio das tarifas, podem compor a BRA. Determina, ainda, que ativos não utilizados, ineficientes ou já amortizados não devem ser reconhecidos, preservando o princípio da modicidade tarifária e evitando dupla recuperação de capital.

23. Outro elemento relevante da estrutura da RMP é a previsão de atualização monetária da base, em regra pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), garantindo preservação do valor real do capital investido quando o WACC é definido em termos reais. A consistência entre indexação da BRA e definição da taxa de retorno é fundamental para evitar dupla compensação inflacionária ou erosão do capital.

24. A RANP 991/2026 também prevê mecanismos de conta regulatória destinados a capturar

diferenças entre receita efetivamente auferida e receita máxima permitida, assegurando neutralidade intertemporal e evitando distorções decorrentes de variações conjunturais de demanda. Esse mecanismo reforça a previsibilidade do fluxo de caixa regulatório e reduz volatilidade de receitas, contribuindo para mitigação do risco regulatório.

25. Dessa forma, a estrutura da RMP adotada pela RANP 991/2026 evidencia que a BRA não é apenas um parâmetro contábil, mas o núcleo econômico do regime tarifário. Sua valoração adequada é condição indispensável para equilíbrio entre modicidade tarifária, incentivo ao investimento eficiente e estabilidade regulatória.

4. METODOLOGIAS DE VALORAÇÃO DA BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS

26. A definição da metodologia de valoração da BRA constitui elemento central do regime de regulação econômica de infraestruturas monopolísticas. Como dito, a BRA representa o estoque de capital reconhecido para fins tarifários e integra, no modelo de *building blocks*, duas parcelas centrais da receita anual permitida: (i) a depreciação regulatória (retorno do capital) e (ii) a remuneração do capital (retorno sobre o capital).

27. A escolha metodológica impacta diretamente a alocação intertemporal de custos entre usuários, a estabilidade regulatória, a transparência do processo decisório, a eficiência econômica e o custo de financiamento das empresas reguladas. A experiência internacional demonstra que não existe abordagem universalmente superior, sendo a adequação de cada método condicionada aos objetivos regulatórios, ao estágio de maturidade institucional e às características estruturais do setor (ECA, 2018).

28. A Resolução ANP nº 991/2026 enumera ao menos três metodologias possíveis para valoração da BRAs:

i) o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI): 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): consiste no custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da tarifa de transporte, e

iii) o Método de Capital Recuperado (*Recovered Capital Methodology* - RCM), aplicável nos casos de ativos nos quais vigoraram tarifas negociadas entre partes: consiste no valor dos ativos resultante da aplicação da metodologia de valoração do capital efetivamente investido, descontado o retorno do capital pelo transportador.

4.1. Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI)

29. A metodologia do Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) parte do valor originalmente investido na aquisição ou construção dos ativos, conforme registros contábeis auditáveis, deduzido da depreciação acumulada e ajustado por índice de inflação, quando aplicável. O fundamento central do método é a preservação do capital efetivamente investido em termos reais, assegurando que o investidor recupere o montante aplicado de forma prudente na infraestrutura e obtenha remuneração compatível com o risco regulatório.

30. Do ponto de vista operacional, o CHCI é implementado por meio de mecanismo de *roll-forward* anual da BRA. O valor de abertura do período regulatório é atualizado conforme o tratamento inflacionário compatível com a taxa de retorno (WACC real ou nominal), acrescido de investimentos prudentes reconhecidos, e reduzido pela depreciação regulatória, baixas contábeis e eventuais alienações. Essa dinâmica assegura coerência matemática entre: (i) base de ativos; (ii) taxa de retorno; (iii) atualização monetária; e (iv) perfil da depreciação.

31. A consistência entre WACC real e indexação da base, ou entre WACC nominal e ausência de indexação, é condição técnica essencial para evitar sobre ou sub-remuneração do capital.

32. Sob perspectiva econômica, o CHCI não busca refletir o custo de reconstrução do ativo em valores correntes, mas sim garantir a recuperação do capital efetivamente empregado na prestação do serviço regulado, desde que considerado prudente, eficiente e necessário. Em setores com elevada proporção de custos irrecuperáveis (*sunk costs*) e ativos específicos — como gasodutos de transporte — essa característica tende a reforçar a estabilidade regulatória e a previsibilidade do fluxo de caixa.

33. Entre seus principais atributos técnicos destacam-se:

- objetividade e rastreabilidade, por estar ancorado em registros contábeis verificáveis;
- menor grau de discricionariedade regulatória na definição do valor inicial da base;
- estabilidade intertemporal da BRA; e
- reduzida volatilidade decorrente de reavaliações periódicas.

34. Adicionalmente, o mecanismo de *roll-forward* facilita a identificação de investimentos já remunerados ou depreciados, contribuindo para mitigar riscos de dupla remuneração de ativos integralmente recuperados.

35. Por outro lado, de acordo com a ECA (2018), o CHCI pode gerar divergência entre o valor contábil residual e o valor econômico corrente dos ativos, especialmente em contextos de variação tecnológica, alterações estruturais de mercado ou oscilações relevantes de preços de insumos. Essa eventual discrepância, contudo, não compromete a coerência interna do modelo, desde que o objetivo regulatório seja a recuperação do capital investido e não a replicação permanente do custo corrente de entrada.

4.2. Custo de Reposição a Novo (CRN)

36. O método do Custo de Reposição Novo (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 no presente.

37. Essa abordagem está associada à lógica de custo econômico de entrada e encontra fundamentação na teoria de eficiência alocativa e no conceito de custo de oportunidade do capital. Em termos regulatórios, pode assumir diferentes formas: custo de reposição depreciado, custo de reposição otimizado (*Optimised Replacement Cost – ORC*) ou versões híbridas (ERRA, 2009).

38. A principal justificativa teórica do CRN é que tarifas baseadas em custo corrente refletiriam melhor o valor econômico do capital empregado e aproximariam os preços regulados de um cenário de competição potencial. Tal abordagem pode contribuir para alinhar preços regulados a custos econômicos correntes e reduzir assimetrias intertemporais entre gerações de usuários. Segunda a ECA (2018), alguns reguladores europeus adotaram, em períodos de transição regulatória, métodos baseados em custo corrente para definição de valores iniciais da BRA.

39. Entre seus principais atributos destacam-se:

- aproximação ao custo econômico atual de prestação do serviço;
- sensibilidade a mudanças tecnológicas e ganhos de eficiência;
- possibilidade de captura de obsolescência funcional.

40. Contudo, a aplicação prática do CRN envolve elevado grau de estimativa técnica e julgamento regulatório, especialmente na definição do ativo moderno equivalente e na quantificação de custos correntes. Outro aspecto relevante refere-se ao risco de ganhos ou perdas extraordinárias (*windfall gains/losses*) decorrentes de variações de preços de insumos ou mudanças metodológicas. A adequada estruturação de regras de transição e mecanismos de neutralização intertemporal é essencial para preservar equilíbrio econômico-financeiro e evitar dupla remuneração de ativos já integralmente recuperados sob regime anterior.

41. Em setores como o transporte de gás natural, nos quais a ameaça de entrada concorrencial é estruturalmente limitada, a aplicação da lógica estrita de custo de reposição deve ser analisada à luz das características de monopólio natural e da especificidade dos ativos de rede.

4.3. Método do Capital Recuperado (RCM)

42. O *Recovery Capital Method* (RCM) constitui abordagem desenvolvida em contextos de divulgação financeira regulatória, notadamente na Austrália, no âmbito das obrigações previstas no Part 23 do *National Gas Rules* (BROWN, CARPENTER e NGUYEN, 2019). 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.

43. Sua lógica aproxima-se do conceito econômico de “capital não recuperado” (*remaining unrecovered capital*), permitindo identificar quanto do investimento inicial ainda não foi remunerado ou devolvido ao investidor. Em termos formais, o valor residual do capital corresponde ao valor presente dos fluxos futuros necessários para completar a recuperação do investimento originalmente realizado.

44. Embora não seja metodologia predominante para definição tarifária *ex ante* na Europa, o RCM tem sido utilizado como ferramenta de transparência regulatória e *benchmarking* de custos históricos (BROWN, CARPENTER e NGUYEN, 2019).

45. O método permite identificar, de forma transparente, quanto do investimento inicial já foi efetivamente devolvido ao investidor e qual parcela permanece pendente de recuperação. Essa característica torna o RCM particularmente útil para:

- avaliações de transição regulatória;
- verificação de consistência intertemporal da remuneração;
- análise de eventuais retornos excessivos ou insuficientes;
- mitigação de riscos de dupla remuneração.

46. Do ponto de vista técnico, o RCM exige base de dados detalhada sobre receitas reguladas históricas, parâmetros de remuneração e estrutura tarifária vigente ao longo do período analisado. A reconstrução do capital remanescente envolve cálculo retrospectivo que pode demandar ajustes metodológicos consistentes para garantir comparabilidade temporal.

47. Entre suas principais contribuições destacam-se:

- transparência quanto à trajetória de recuperação do capital;
- alinhamento entre fluxos financeiros efetivos e saldo residual da BRA;
- instrumento robusto de auditoria econômica da base regulatória.

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.

4.4. Considerações adicionais sobre os métodos de valoração

49. Independentemente da metodologia adotada para a valoração da BRA, sua aplicação deve observar princípios técnicos estruturantes que assegurem consistência econômica, equilíbrio intertemporal e aderência ao marco regulatório do transporte de gás natural.

50. Em primeiro lugar, é imprescindível garantir coerência entre o tratamento inflacionário da base e a taxa de retorno regulatória (WACC). A modelagem deve assegurar alinhamento entre a natureza

da taxa de retorno — real ou nominal — e o mecanismo de atualização monetária da BRA. A utilização de WACC real pressupõe a atualização da base por índice de inflação, ao passo que a adoção de WACC nominal exige que a base permaneça expressa em valores nominais, incorporando-se a inflação diretamente à taxa de retorno. A combinação inadequada desses elementos pode resultar em sobre ou sub-remuneração do capital, produzindo distorções em ativos de longa vida útil, como os gasodutos de transporte. Assim, devem estar claramente definidos o índice de correção aplicável, o momento de incidência da atualização e a natureza da taxa de retorno adotada, de modo a preservar a neutralidade intertemporal do regime tarifário.

51. Outro princípio essencial refere-se à clareza quanto aos critérios de prudência e eficiência dos investimentos. A BRA deve contemplar apenas ativos necessários, prudentes e eficientes para a prestação do serviço regulado. A análise de prudência envolve a verificação da conformidade com padrões técnicos e normativos vigentes, a aderência ao planejamento setorial, a razoabilidade de custos frente a referências de mercado e a compatibilidade com a demanda projetada. A análise de eficiência, por sua vez, exige avaliação da adequação tecnológica, da proporcionalidade entre capacidade instalada e necessidade do sistema e da inexistência de alternativas tecnicamente equivalentes de menor custo. A definição objetiva desses critérios é fundamental para reduzir assimetria de informação, conferir previsibilidade aos agentes e preservar a racionalidade econômica das decisões de investimento.

52. A previsibilidade e a estabilidade das regras de atualização da base — seja por meio de mecanismo de *roll-forward*, seja por reavaliações periódicas — constituem igualmente requisito central da regulação de ativos intensivos em capital. Devem estar claramente definidos o tratamento de adições e baixas, o método de depreciação regulatória, o reconhecimento de ativos em construção e os critérios de incorporação de ganhos de eficiência. Nos casos em que se adote reavaliação da base, é necessário explicitar periodicidade, parâmetros técnicos e regras de transição. Alterações frequentes ou retroativas na metodologia tendem a elevar o risco regulatório e o custo de capital, afetando a sustentabilidade econômico-financeira do serviço e a credibilidade institucional da regulação. Contudo, a solução mais aplicada é a valoração dos ativos apenas uma vez, sem sucessivos exercícios de valoração dos ativos, a denominada abordagem de “traçar uma linha na areia” (“*line-in-the sand*”). Ou seja, uma vez determinado o valor de um ativo por uma metodologia, este ativo só deverá ter seu valor atualizado, mas não reavaliado.

53. A prevenção de dupla remuneração de capital constitui princípio estruturante da valoração da BRA e assume especial relevância à luz da Resolução ANP nº 991/2026. A dupla remuneração ocorre quando o mesmo investimento é remunerado mais de uma vez, seja de forma explícita — por exemplo, pela reintrodução na base remunerável de ativo já integralmente amortizado ou recuperado —, seja de forma implícita, mediante reavaliações não neutralizadas que reconheçam simultaneamente valor histórico e valor corrente sem os devidos ajustes compensatórios. Em termos econômicos, tal ocorrência pode elevar indevidamente a Receita Máxima Permitida, distorcer a alocação intergeracional de custos, desalinhar o regime tarifário do princípio da modicidade tarifária e comprometer a credibilidade regulatória.

54. Nesse contexto, é particularmente relevante a discussão acerca de ativos cuja vida útil regulatória já tenha se encerrado, mas que permanecem fisicamente operacionais. Menezes (2015) sustenta que tais ativos devem ser excluídos da base remunerável, pois o investidor racional, ao realizar o investimento original, estruturou sua decisão considerando a recuperação integral do capital ao longo da vida útil estimada.

55. Permitir remuneração adicional após o término dessa vida útil caracteriza ganho inesperado (*windfall gain*), não necessário para assegurar eficiência dinâmica ou incentivos futuros ao investimento. Conforme argumenta Menezes (2015), a remuneração de ativos com vida útil expirada não é condição para preservar incentivos de investimento, pois tais ganhos não poderiam ter sido antecipados no momento da decisão original de investimento.

56. A exclusão desses ativos da BRA não implica expropriação de capital, mas apenas reconhecimento de que o capital econômico já foi integralmente recuperado ao longo da trajetória regulatória originalmente prevista. A manutenção de valor positivo para tais ativos pode resultar em compensação duplicada e distorções tarifárias, contrariando o princípio da modicidade e o mandato legal

de preservação do equilíbrio econômico-financeiro sem remuneração excessiva.

57. A Resolução ANP nº 991/2026 incorpora salvaguardas implícitas contra dupla remuneração ao exigir a exclusão de ativos já integralmente recuperados, a comprovação de prudência e efetiva utilização dos investimentos e a transparência no mecanismo de atualização da base. A adequada segregação entre retorno do capital (depreciação) e retorno sobre o capital (remuneração), bem como a identificação do capital ainda não recuperado em contextos de transição metodológica, são instrumentos essenciais para assegurar que a BRA represente, de forma legítima, apenas o capital economicamente pendente de recuperação. Prevenir dupla remuneração, portanto, não se restringe à proteção da modicidade tarifária, mas constitui elemento central da estabilidade regulatória e da coerência intertemporal do modelo.

58. Por fim, a transparência metodológica e a auditabilidade são condições indispensáveis à legitimidade do processo regulatório. A metodologia adotada deve permitir rastreabilidade entre valores contábeis e valores regulatórios, clareza quanto às hipóteses utilizadas e possibilidade de reconciliação com demonstrações financeiras e relatórios regulatórios. Em um setor no qual a remuneração do capital representa parcela significativa da receita permitida, a robustez metodológica é elemento central de estabilidade regulatória e credibilidade institucional.

59. Em conjunto, esses princípios estruturam um arcabouço técnico capaz de sustentar qualquer das metodologias de valoração analisadas, desde que aplicadas com rigor conceitual, consistência intertemporal e plena aderência ao marco normativo vigente no setor de transporte de gás natural no Brasil.

5. CONTEXTUALIZAÇÃO DO MERCADO DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL NO BRASIL

60. O segmento de transporte gás natural no Brasil encontra-se em fase de transição regulatória, caracterizada pela migração de contratos legados de longo prazo firmados com a Petrobras, para o regime tarifário baseado na contratação de capacidade por entradas e saídas (*entry-exit*).

61. O ciclo 2026–2030 coincide com o término (em dezembro de 2025) dos contratos legado das Malha Sudeste (NTS) e Malhas Nordeste (TAG). Entretanto, diversos ativos permanecem vinculados a contratos bilaterais vigentes até a próxima década. Essa coexistência de regimes gera desafios de alocação de custos comuns e risco de dupla recuperação, exigindo rigor metodológico na valoração da BRA e na análise do OPEX.

62. Adicionalmente, essa transição coloca em evidência um dos temas mais sensíveis da regulação econômica de infraestrutura: a definição do valor de abertura da Base Regulatória de Ativos (*opening Regulatory Asset Base - opening RAB*). Segunda ERRRA (2019), trata-se de estabelecer o valor inicial da base regulatória a partir do qual serão calculados o retorno do capital (depreciação regulatória) e o retorno sobre o capital (remuneração), assegurando equilíbrio entre dois riscos simétricos: a sub-remuneração do capital (com potenciais efeitos de expropriação regulatória) e a sobre-remuneração (com geração de ganhos indevidos - *windfall gains*).

63. No caso específico das Malhas Nordeste e Sudeste, o desafio regulatório é agravado pelo fato de que os ativos já foram objeto de remuneração ao longo da vigência dos contratos legados. Ainda que o regime contratual anterior não tenha seguido estritamente a lógica de *building blocks*, é razoável assumir que as tarifas contratadas incorporaram, explícita ou implicitamente, componentes destinados à recuperação do investimento e à remuneração do capital empregado.

64. Nesse contexto, a migração para o regime regulado exige especial atenção ao risco de dupla remuneração. Tal risco pode se materializar de diferentes formas, entre as quais se destacam:

- reconhecimento, na nova base regulatória, do valor histórico integral dos ativos sem dedução das parcelas já amortizadas ou economicamente recuperadas ao longo do período contratual;
- eventual reavaliação patrimonial a custo de reposição sem neutralização adequada das receitas contratuais previamente auferidas;

- incorporação à nova BRA de valores que já tenham sido objeto de retorno sobre capital no regime anterior.

65. Do ponto de vista econômico, a dupla remuneração compromete a modicidade tarifária, distorce a alocação intergeracional de custos e pode afetar a credibilidade do novo regime regulatório. Além disso, gera assimetria entre ativos novos — que serão remunerados segundo regras prospectivas — e ativos legados, cuja trajetória de recuperação já se iniciou sob regime distinto.

66. A adequada definição da BRA inicial na transição deve, portanto, observar alguns requisitos técnicos fundamentais.

67. Primeiramente, é necessário identificar, com base em informações contábeis, financeiras e contratuais, qual parcela do capital originalmente investido permanece economicamente não recuperada ao término dos contratos legados. Essa identificação pode demandar reconstrução da trajetória histórica de receitas, análise da estrutura tarifária contratual e avaliação do perfil de amortização implícito nos fluxos financeiros passados.

68. Em segundo lugar, devem ser explicitamente deduzidas da base regulatória inicial as parcelas já recuperadas, seja por meio de depreciação econômica implícita nas tarifas, seja por meio de componentes específicos de remuneração do capital previstos nos contratos. Essa etapa é essencial para assegurar que a nova BRA represente apenas o capital ainda pendente de recuperação.

69. Em terceiro lugar, é imprescindível garantir consistência intertemporal entre o histórico de receitas contratuais e o regime regulado futuro. A transição não deve resultar nem em reabertura implícita de fluxos já encerrados, nem em descontinuidade que comprometa o equilíbrio econômico-financeiro dos investimentos efetivamente realizados.

70. Por fim, eventuais reavaliações patrimoniais devem ser tratadas com cautela, especialmente quando não estiverem associadas a novos investimentos físicos ou à expansão efetiva da capacidade do sistema. Reavaliações que ampliem a base regulatória sem correspondência com capital adicional empregado podem gerar base remuneratória dissociada do capital econômico efetivamente pendente de recuperação.

71. A literatura internacional sobre definição de *opening* RAB reconhece que não existe solução única aplicável a todos os contextos institucionais. Diferentes abordagens — baseadas em custo histórico, custo corrente, reconstrução de capital não recuperado ou combinações dessas metodologias — podem ser tecnicamente estruturadas para atender aos princípios de eficiência econômica, desde que incorporadas salvaguardas contra dupla remuneração e assegurada transparência metodológica.

72. No contexto brasileiro, a transição dos contratos legados para o regime da Resolução ANP nº 991/2026 representa momento estruturante para consolidação do modelo de regulação econômica do transporte de gás natural. A definição da BRA inicial deve, portanto, equilibrar:

- a preservação da modicidade tarifária;
- o respeito ao equilíbrio econômico-financeiro dos investimentos;
- a estabilidade regulatória;
- a neutralidade intertemporal entre usuários atuais e futuros, e;
- a credibilidade institucional do novo regime.

73. A solução adotada neste ciclo tarifário deverá ser suficientemente robusta para garantir consistência técnica e jurídica, ao mesmo tempo em que preserve flexibilidade regulatória para reavaliações futuras, caso mudanças estruturais no setor, no ambiente contratual ou no arcabouço normativo assim o exijam.

6. REFERENCIAL INTERNACIONAL

74. A passagem do regime contratual para o regime de acesso regulado, estruturado sob

lógica de custo de serviço ou *revenue cap*, altera substancialmente o *locus* de definição das receitas das transportadoras. A formação tarifária deixa de estar predominantemente ancorada em cláusulas contratuais específicas e passa a depender da avaliação regulatória da BRA, dos investimentos projetados e dos custos operacionais reconhecidos.

75. Esse novo arranjo amplia a relevância da verificação de prudência, eficiência e adequada alocação de custos, ao mesmo tempo em que expõe o regulador aos riscos inerentes à assimetria informacional típica da regulação de monopólios naturais. O transportador detém conhecimento detalhado acerca da engenharia de seus ativos, da estrutura interna de custos e da dinâmica operacional da rede, enquanto o regulador depende das informações fornecidas para fins de validação tarifária.

76. Neste sentido, a apresentação de projeções de custos e investimentos baseadas predominantemente em dados declaratórios, sem o suporte de laudos técnicos independentes ou detalhamento robusto de engenharia, intensifica essa assimetria e exige a aplicação rigorosa de mecanismos de verificação, *benchmarking* e testes objetivos de prudência.

77. A experiência internacional demonstra que períodos de transição regulatória concentram maior risco de incorporação de ineficiências históricas ou sobre investimentos (*gold-plating*), especialmente quando inexitem pressões competitivas diretas. Nesses contextos, a regulação deve simular disciplina de mercado por meio de critérios objetivos de avaliação.

78. O modelo regulatório australiano, aplicado pela *Australian Energy Regulator* (AER) e fundamentado nas *National Gas Rules* (NGR), é utilizado como referência em revisões tarifárias de indústrias de rede, oferecendo um paralelo direto com os desafios brasileiros. O regulador australiano lida rotineiramente com a revisão de planos de acesso (*Access Arrangements*) nos quais o ônus da prova recai sobre o operador. A premissa fundamental é que a eficiência não é presumida; ela deve ser demonstrada.

79. Ao abordar a ótica do regulador australiano, essa Nota Técnica busca transpor mecanismos de controle, incentivo e verificação que possam fortalecer a aplicação da Resolução ANP nº 991/2026, garantindo que a tarifa resultante emule, no contexto do monopólio natural do transporte de gás natural, as condições de um mercado competitivo e eficiente.

6.1. **NGR Rule 79: Critérios de Investimento de Capital Conforme (Conforming Capital Expenditure)**

80. A *NGR Rule 79* estabelece os critérios para que investimentos em capital sejam considerados conformes e, portanto, elegíveis para inclusão na base de ativos regulatória (*capital base*). Essa regra é análoga ao teste de prudência do art. 6º, § 1º, da Resolução ANP nº 991/2026, porém oferece um arcabouço mais detalhado e operacional.

Critérios Tríplexes de Conformidade (Rule 79(1)): Conforme a *Rule 79(1)*, o investimento de capital conforme (*conforming capital expenditure*) deve atender três critérios cumulativos:

(i) Prudência e Eficiência (Rule 79(1)(a)): O investimento deve ser tal como seria incorrido por um provedor de serviços prudente atuando eficientemente, em conformidade com as boas práticas industriais aceitas, para alcançar o menor custo sustentável de provisão de serviços de forma consistente com o objetivo nacional do gás. Essa exigência estabelece um padrão objetivo: não basta que a transportadora afirme que o investimento é necessário; ela deve demonstrar que um operador razoável, competente e diligente, nas mesmas circunstâncias, tomaria a mesma decisão. O conceito de "menor custo sustentável" incorpora a análise de ciclo de vida completo, não apenas o custo de capital inicial.

(ii) Justificativa Econômica ou Operacional (Rule 79(1)(b) e 79(2)): O investimento deve ser justificável sob pelo menos uma das seguintes bases estabelecidas na *Rule 79(2)*:

(a) Valor Econômico Positivo: O valor econômico global do investimento é positivo, considerando tanto os benefícios econômicos diretos quanto o valor econômico das mudanças nas emissões de gases de efeito estufa (*Rule 79(3)*).

(b) Receita Incremental: O valor presente da receita incremental esperada gerada pelo investimento excede o valor presente do investimento de capital (*Rule 79(4)*).

(c) Necessidade Operacional: O investimento é necessário para: (i) manter e melhorar a segurança dos serviços; (ii) manter a integridade dos serviços; (iii) cumprir obrigação ou exigência regulatória; (iv) manter a capacidade do provedor de atender níveis de demanda existentes; ou (v) contribuir para o cumprimento de metas de redução de emissões.

(d) Investimento Divisível: O investimento é um montante agregado divisível em duas partes, uma referente a serviços incrementais e outra referente a propósito mencionado no parágrafo (c).

(iii) Alocação Adequada de Custos (*Rule 79(1)(c)* e *79(6)*): O investimento deve ser alocado adequadamente entre: (a) serviços de referência (*reference services*); (b) outros serviços prestados por meio do gasoduto regulado (*scheme pipeline*); e (c) outros serviços prestados por meio de partes não reguladas do gasoduto, em conformidade com a **Rule 93** sobre alocação de receitas e custos.

6.2. **NGR Rule 93: Alocação de Receita Total e Custos**

81. A NGR *Rule 93* estabelece os princípios fundamentais para alocação de receitas e custos entre diferentes categorias de serviços, sendo essencial para evitar subsídios cruzados indevidos e assegurar que cada classe de usuários pague apenas pelos custos dos serviços que efetivamente utiliza.

Princípio Fundamental (*Rule 93(1)*): A receita total deve ser alocada entre serviços de referência e outros serviços na mesma proporção em que os custos são alocados entre esses serviços. Este princípio garante que não haja subsídios cruzados entre diferentes categorias de usuários.

Metodologia Hierárquica de Alocação de Custos (*Rule 93(2)*): A *Rule 93(2)* estabelece uma hierarquia para alocação de custos:

(i) Custos Diretamente Atribuíveis (*Rule 93(2)(a)* e *(b)*): Custos diretamente atribuíveis a cada categoria de serviço devem ser alocados integralmente a essa categoria. Essa é a alocação prioritária, baseada em relação causal entre o custo e o serviço.

(ii) Custos Comuns ou Indiretos (*Rule 93(2)(c)*): Custos que não são diretamente atribuíveis devem ser alocados entre as diferentes categorias de serviços com base em método determinado ou aprovado pelo regulador, que deve ser consistente com os princípios de receita e precificação. A escolha do método de rateio (o *cost driver*) deve refletir, na medida do possível, a causalidade ou o benefício relativo que cada categoria de serviço obtém do custo comum.

(iii) Serviços Reembolsáveis (*Rule 93(3)*): Em circunstâncias específicas, o regulador pode permitir que custos de serviços com demanda incerta sejam inicialmente alocados aos serviços de referência, desde que haja mecanismo para rebater aos usuários as receitas efetivamente geradas por esses serviços, evitando dupla recuperação.

Importância para Regimes Mistos: A *Rule 93* é especialmente relevante quando um mesmo operador presta serviços sob diferentes regimes regulatórios (como nos casos da TAG e da NTS, que operam simultaneamente sob regime regulado e contratos

legados). A correta aplicação dos princípios de alocação é essencial para evitar que usuários de um regime subsidiem usuários de outro, o que violaria princípios fundamentais de equidade e eficiência econômica.

6.3. **NGR Rule 91: Critérios de Despesas Operacionais**

82. Além das *Rules* 79 e 93, é importante mencionar, também, a NGR *Rule* 91, que estabelece critérios para despesas operacionais (OPEX) análogos aos critérios de CAPEX:

Rule 91(1) — Padrão de Prudência e Eficiência: A despesa operacional deve ser tal como seria incorrida por um provedor de serviços prudente atuando eficientemente, em conformidade com as boas práticas industriais aceitas, para alcançar o menor custo sustentável de prestação de serviços de gasodutos de forma consistente com o objetivo nacional do gás.

Rule 91(2) — Obrigatoriedade de Alocação: A previsão de despesa operacional incluída no arranjo de acesso deve ser para despesa que é alocada entre: (a) serviços de referência; (b) outros serviços prestados por meio do gasoduto regulado; e (c) outros serviços prestados por meio de partes não reguladas do gasoduto, em conformidade com a *Rule* 93.

83. Tal disposição assegura a aplicação uniforme dos princípios de alocação tanto ao CAPEX quanto ao OPEX, vedando qualquer tratamento assimétrico entre as categorias de despesas.

6.4. **Mecanismos de Incentivo e Avaliação Ex Post – Diretrizes da AER**

84. As Diretrizes da AER de agosto de 2025 introduzem instrumentos relevantes de avaliação *ex post* do CAPEX, estruturados em torno do ***Capital Expenditure Sharing Scheme (CESS)***. O CESS é um mecanismo de compartilhamento de risco entre a concessionária (*Network Service Provider — NSP*) e os consumidores. A taxa padrão de compartilhamento é de **30%** para sobre ou subdispêndios de até 10% em relação ao valor aprovado, e de **20%** para subdispêndios superiores a 10%. O desenho do mecanismo busca incentivar ganhos de eficiência sem impor penalização desproporcional ao operador.

Funcionamento do CESS caso a transportadora incorra em dispêndios inferiores ao montante regulatório aprovado, poderá reter 30% do benefício financeiro correspondente (valor presente líquido da economia), sendo os 70% remanescentes revertidos aos consumidores por meio de ajuste na BRA. Em caso de sobre dispêndio, a transportadora absorve 30% do excesso.

85. Na ausência do CESS, haveria incentivo para a elevação do CAPEX ao final do ciclo regulatório, com vistas a ampliar a BRA inicial do ciclo subsequente (*gold-plating*). O mecanismo atua na neutralização desse incentivo, ao alinhar parcialmente os riscos e benefícios entre transportadora e usuários.

86. As Diretrizes da AER preveem procedimentos de revisão *ex post* do CAPEX em dois níveis sucessivos de profundidade analítica:

Estágio 1 - Avaliação de alto nível: consiste na comparação entre o CAPEX previsto e o efetivamente realizado, acompanhada da análise de indicadores de desempenho, avaliação de eventuais diferimentos de projetos e exame de alterações relevantes de escopo. Trata-se de triagem inicial voltada à identificação de desvios materiais e à verificação preliminar de consistência com o planejamento regulatório aprovado.

Estágio 2 - Análise detalhada de drivers: é instaurado quando o sobre dispêndio cumulativo atinge patamar considerado material (tipicamente superior a 10%). Nessa etapa, procede-se à avaliação aprofundada dos determinantes do desvio, incluindo práticas de gestão de projetos, processos de aquisição e contratação, governança na gestão de ativos e conformidade com os requisitos regulatórios de planejamento e

aprovação de investimentos.

87. A AER poderá determinar a exclusão de valores da BRA nas seguintes hipóteses:
- (i) sobre dispêndio classificado como imprudente ou não eficiente;
 - (ii) margens excessivas ou artificialmente elevadas em transações com partes relacionadas;
 - (iii) despesas operacionais (OPEX) indevidamente capitalizadas em decorrência de mudanças de natureza contábil; e
 - (iv) investimentos que não satisfaçam os testes regulatórios de conformidade, necessidade ou prudência.
88. O regime padrão adota a depreciação prospectiva (*forecast depreciation*), preservando a intensidade dos incentivos à eficiência ao manter *ex ante* a trajetória de recuperação do capital. A adoção da depreciação baseada em valores realizados (*actual depreciation*) constitui medida excepcional, aplicável em situações de sobre dispêndio recorrente, ineficiência comprovada ou descumprimento relevante dos critérios regulatórios.

6.5. **Projeção de OPEX – Custo Revelado e Regulação Base-Step-Trend**

89. Para a projeção de despesas operacionais (OPEX), a AER adota predominantemente a abordagem de custo revelado (*revealed cost*). O pressuposto metodológico é que os custos efetivamente incorridos por uma empresa em um ano-base recente, uma vez depurados de ineficiências e itens extraordinários, constituem a melhor aproximação observável dos custos eficientes necessários à operação futura da infraestrutura regulada.

90. A técnica operacionaliza-se por meio do modelo *Base-Step-Trend*, estruturado em três componentes sequenciais:

(i) Base: seleciona-se um exercício recente cujos custos auditados sejam representativos e considerados eficientes. Nessa etapa, são excluídos itens não recorrentes, despesas extraordinárias e eventuais ineficiências identificadas, de modo a estabelecer uma linha de partida depurada e consistente com o princípio da eficiência.

(ii) Step (degrau estrutural): incorporam-se variações permanentes de custo decorrentes de novas obrigações regulatórias, alterações relevantes no escopo de prestação do serviço ou mudanças estruturais não refletidas no ano-base (por exemplo, novas exigências ambientais ou ampliação significativa da malha). A aceitação de *step changes* pela AER exige demonstração objetiva de que tais custos são exógenos, recorrentes e não absorvíveis pela estrutura operacional existente.

(iii) Trend (tendência): aplica-se taxa de evolução prospectiva que combina: (i) variação esperada de preços dos insumos (efeito inflação específica), (ii) fatores de escala associados à expansão ou contração da rede e (iii) componente de produtividade (Fator X), destinado a capturar ganhos de eficiência ao longo do ciclo tarifário. O Fator X funciona como instrumento de disciplina econômica, transferindo aos usuários parcela dos ganhos esperados de eficiência.

91. Assim, no contexto da revisão tarifária para o ciclo 2026-2030 a aplicação do modelo Base-Step-Trend indica que as projeções de OPEX devem ser ancoradas nos custos operacionais efetivamente observados nas demonstrações financeiras recentes da transportadora, devidamente ajustados para:

- exclusão de itens não recorrentes;
- retirada de despesas associadas a contratos legados já encerrados; e
- incorporação apenas de variações estruturais devidamente justificadas.

92. Essa abordagem evita reconstruções prospectivas baseadas em orçamentos ideais (*bottom-up* puro), que tendem a superestimar necessidades operacionais e reduzir a potência dos

incentivos à eficiência inerentes ao modelo de regulação por receita máxima.

7. CONCLUSÃO

93. A valoração da Base Regulatória de Ativos no transporte de gás natural deve ser compreendida no contexto do arcabouço normativo instituído pela Lei nº 14.134/2021, pelo Decreto nº 10.712/2021 e pela Resolução ANP nº 991/2026, que estabelecem os fundamentos da regulação econômica do setor e delimitam os parâmetros para definição da Receita Máxima Permitida.

94. Nesse ambiente regulatório, a determinação da BRA não constitui exercício meramente contábil, mas instrumento central para assegurar equilíbrio entre recuperação do capital investido, modicidade tarifária e preservação de incentivos à expansão e à modernização da infraestrutura. Independentemente da metodologia adotada, a base regulatória deve refletir ativos efetivamente utilizados na prestação do serviço, observando critérios de prudência e eficiência, coerência no tratamento inflacionário e adequada segregação entre retorno do capital e retorno sobre o capital.

95. O modelo estruturado em Receita Máxima Permitida oferece arcabouço compatível com esses objetivos, desde que aplicado com rigor técnico e consistência intertemporal. A credibilidade do regime regulatório depende da previsibilidade das regras de formação e atualização da BRA, da prevenção de dupla remuneração e da transparência metodológica, elementos essenciais para reduzir risco regulatório e custo de capital.

96. Mais do que a escolha de uma metodologia específica de valoração, é determinante a manutenção da coerência interna do modelo regulatório, da estabilidade das regras e da aderência aos princípios legais que orientam a regulação do transporte de gás natural. A solidez desses fundamentos é condição para assegurar sustentabilidade econômico-financeira do serviço, segurança jurídica e desenvolvimento eficiente da infraestrutura no longo prazo.

97. A valoração da BRA e dos custos operacionais no ciclo 2026–2030 exige rigor metodológico, transparência e aderência aos princípios legais e regulatórios. A coexistência de regimes contratuais e o risco de dupla recuperação reforçam a necessidade de aplicação criteriosa dos métodos previstos na Resolução ANP nº 991/2026.

98. A adoção de referenciais internacionais, especialmente da AER e das NGR, fortalece a robustez do processo regulatório brasileiro e contribui para modicidade tarifária, eficiência econômica e segurança jurídica.

Referências Bibliográficas

BROWN, T.; CARPENTER, P.; NGUYEN, N. *Financial Information Disclosed by Gas Pipelines in Australia*. Under Part 23 of the National Gas Rules. October 2019.

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

Energy Regulators Regional Association (ERRA). *Determination of the Regulatory Asset Base after Revaluation of License Holder's Assets. Chart of Accounts* Submitted by Kema International B.V. October 2009.

MENEZES, F. (2015?) *A Regulatory economics assessment of the proposed Western System asset valuation approaches*. Prepared for Queensland Competition Authority. UniQuest Project No: C02173.

Elaborado por:

MARCO ANTONIO BARBOSA FIDELIS
Coordenador Geral de Cálculo Tarifário

LUCIANO DE GUSMÃO VELOSO
Assessor de Diretoria

KARINE ALVES DE SIQUEIRA
Assessora Técnica de Diretoria

De acordo:

THIAGO NEVES DE CAMPOS
Superintendente de Infraestrutura e Movimentação



Documento assinado eletronicamente por **MARCO ANTONIO BARBOSA FIDELIS, Coordenador-Geral de Cálculo Tarifário**, em 23/02/2026, às 15:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **LUCIANO DE GUSMAO VELOSO, Assessor Técnico de Diretoria**, em 23/02/2026, às 15:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **KARINE ALVES DE SIQUEIRA, Assessora Técnica de Diretoria**, em 23/02/2026, às 16:20, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 4º, § 3º, do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **THIAGO NEVES DE CAMPOS, Superintendente de Infraestrutura e Movimentação**, em 23/02/2026, às 16:53, 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 **5723580** e o código CRC **020ACF6A**.