

São Paulo, 06 de julho de 2026

À

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis — ANP
Superintendência de Infraestrutura e Movimentação — SIM

ANP e-mail: contribuicaotarifasgn@anp.gov.br.

Ref.: Consulta Pública nº 11/2026 — Contribuições da COGEN sobre a aplicação do Método do Capital Recuperado — RCM — à valoração dos ativos legados de transporte de gás natural, com ênfase na Malha Nordeste da TAG e NTS na definição da BRA inicial para o ciclo 2026–2030.

Prezados Senhores,

A Associação da Indústria de Cogeração de Energia — COGEN, inscrita no CNPJ/MF sob nº 05.862.188/0001-09, com sede na Rua Ferreira de Araújo, nº 202, cj. 112, Pinheiros, São Paulo/SP, vem, respeitosamente, apresentar contribuição geral à Consulta Pública nº 11/2026, em complemento ao formulário específico encaminhado sobre a Nota Técnica nº 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP, referente à aplicação do Método do Capital Recuperado — Recovered Capital Method, ou RCM — aos ativos vinculados ao Contrato Legado da Malha Nordeste da TAG e Sudeste (NTS).

A presente manifestação é apresentada sob a perspectiva do setor de cogeração, segmento com relevante potencial de expansão do consumo de gás natural, mas cuja competitividade depende de tarifas de transporte eficientes, transparentes e aderentes ao capital efetivamente ainda não recuperado. A definição da Base Regulatória de Ativos — BRA — impacta diretamente a Receita Máxima Permitida — RMP — das transportadoras, as tarifas suportadas pelos carregadores e, em última instância, a viabilidade econômica de novos projetos de cogeração, data centers, polos industriais e consumidores intensivos em energia térmica e elétrica.

A COGEN reconhece o esforço técnico da ANP ao estruturar a revisão tarifária dos contratos legados em torno do RCM. Essa metodologia é adequada para a transição de ativos das Transportadoras que operaram por longo período sob tarifas negociadas, sem acompanhamento regulatório ex ante da BRA, da depreciação, do WACC, do OPEX eficiente e do retorno do capital. Seu objetivo não é revisar receitas pretéritas nem invalidar contratos encerrados, mas apurar, prospectivamente, qual parcela do capital permanece economicamente não recuperada e pode ser legitimamente remunerada no novo ciclo regulado.

O ponto central da CP 11/2026 é dar efetividade ao art. 7º, inciso IV, da Resolução ANP nº 991/2026, segundo o qual ativos cuja recuperação total já tenha ocorrido por meio de tarifa de transporte não devem compor o valor de abertura da BRA, ressalvada apenas a parcela que ainda necessite de recuperação econômica. Essa diretriz deve ser interpretada em conjunto com a Lei nº 14.134/2021, que atribui à ANP a definição da RMP com base em custos, despesas, remuneração dos investimentos, depreciação e amortização da BRA, e com o princípio da modicidade tarifária.

A COGEN entende que a não abordagem do RCM preliminarmente na consulta anterior ocorreu por a ANP não dispor naquele momento todas as informações necessárias, aliás, como foi externado na nota técnica. A obtenção em momento posterior de tais informações motivou a abertura de nova consulta o que mostra o rigor regulatório da ANP e coaduna com o fiel cumprimento da RANP 991/2026.

Dessa forma, CRN, VRD, CHCI, laudos patrimoniais e registros contábeis podem servir como insumos, referências auxiliares ou limites de consistência, mas não devem substituir o teste retrospectivo de recuperação econômica realizado pelo RCM. A tarifa futura não deve remunerar valor físico, contábil ou de reposição quando a respectiva parcela de capital já tiver sido recuperada pelas receitas dos Contratos Legados. A preservação das receitas contratuais até o termo final desses instrumentos não autoriza a ultratividade econômica do regime anterior nem cria direito à manutenção da posição econômica das transportadoras após 2025.

No caso específico da Malha Nordeste da TAG, a COGEN entende que a NT nº 15/2026 deve sofrer alguns pequenos aperfeiçoamentos. O RCM deve ser mantido como metodologia central; contudo, o saldo residual positivo apurado pela ANP, de aproximadamente R\$ 594,987 milhões, se deu em razão da utilização do método Ross Heidecke na depreciação de ativos até 31/12/2005. Somos de opinião que deveria ser aplicada a depreciação linear em todos os períodos. O método Ross Heidecke além de ser mais utilizado em edifícios e instalações externas de fácil avaliação, na aplicação de gasodutos enterrados, demandaria de premissas técnicas e econômicas que precisariam ser submetidas a testes de robustez antes de qualquer incorporação à RMP do ciclo 2026–2030.

A principal fragilidade identificada está na utilização do Valor de Reposição Depreciado — VRD — calculado por Ross-Heidecke com fator de conservação $c = 0$. Na escala de Heidecke, $c = 0$ corresponde ao Estado 1, “Novo”. Aplicar essa premissa de forma padronizada a gasodutos maduros, com anos ou décadas de operação, histórico de manutenção, inspeções, reparos, pig instrumentado, proteção catódica, service exchange, overhaul e Sustaining CAPEX, equivale a presumir conservação ótima sem prova técnica individualizada.

O estado operacional seguro de um gasoduto não se confunde com estado econômico novo. A gestão de integridade demonstra cumprimento de obrigação permanente de operação segura, não rejuvenescimento econômico automático do ativo. Por isso, a COGEN recomenda que a ANP adote a depreciação linear como cenário-base de prudência regulatória, por ser método transparente, replicável, auditável e compatível com a lógica de building blocks. Reiteramos que a ANP deveria utilizar a depreciação linear mas alternativamente, caso decida manter o método Ross-Heidecke, o fator de conservação deve refletir estados realistas, especialmente Estado 3 — “Regular” — ou Estado 4 — “entre regular e reparos simples”, com comprovação por ativo, trecho ou componente.

A materialidade dessa premissa é evidenciada pela simulação com Ross-Heidecke no Estado 3 — “Regular”, correspondente a $c = 0,100$. Ao substituir a hipótese $c = 0$ por condição mais compatível com ativos maduros, o resultado da TAG passa de saldo residual positivo para saldo negativo de R\$ -1.271.422, conforme a unidade monetária da planilha de simulação. Essa inversão demonstra que a BRA positiva indicada na NT nº 15/2026 não pode ser tratada como resultado estável ou prova robusta de capital não recuperado. Na ausência de demonstração técnica individualizada de condição equivalente a “novo”, deve prevalecer a depreciação linear ou Ross-Heidecke em estados realistas, com BRA inicial limitada a zero caso o RCM permaneça negativo.

Recomendamos reavaliar os blocos de OPEX, Sustaining CAPEX, adições ao imobilizado, tributos, WACC, indexadores, baixas regulatórias, linepack e pig instrumentado. Gastos recorrentes de integridade, inspeção, pig instrumentado, manutenção ordinária, service exchange e overhaul devem ser tratados como OPEX, salvo comprovação excepcional de que ampliem materialmente vida útil, capacidade ou confiabilidade, com identificação do componente substituído e baixa regulatória correspondente. O linepack deve restringir-se ao volume inicial necessário à operação, não a variações operacionais ordinárias.

Antes de reconhecer qualquer saldo positivo na BRA de abertura, a ANP deve apresentar sensibilidades combinando depreciação linear, Ross-Heidecke com $c > 0$, Estados 3 e 4, WACC, indexadores, OPEX eficiente, tributos, CAPEX tardio, baixas regulatórias, linepack e pig instrumentado. Apenas o valor que permanecer positivo após esses testes deve ser considerado capital prudente, eficiente e ainda não recuperado. Caso o saldo desapareça ou se torne negativo em cenários realistas, a BRA inicial da Malha Nordeste deve ser limitada a zero, sem prejuízo do reconhecimento prospectivo de novos investimentos prudentes e efetivamente realizados a partir do novo ciclo.

Etendemos, portanto, que a decisão final da ANP deve afirmar expressamente que a BRA inicial não corresponde ao CRN, ao VRD ou ao valor contábil dos ativos, mas ao saldo econômico remanescente após o teste de recuperação pelo RCM. Deve ainda exigir transparência integral das planilhas, fórmulas destravadas, memória de cálculo, documentação técnica por ativo, benchmarking nacional e internacional, auditoria

independente e possibilidade de true-up caso informações melhores, auditadas e verificáveis sejam apresentadas.

Com esses ajustes, a ANP preservará a segurança jurídica dos contratos encerrados, evitará dupla recuperação de capital, protegerá a modicidade tarifária e estabelecerá precedente regulatório sólido para a transição dos ativos legados ao regime de acesso regulado. Essa orientação é essencial para que as tarifas de transporte contribuam para o desenvolvimento do mercado de gás natural, para a competitividade da cogeração e para a expansão eficiente da infraestrutura energética do País.

Diante do exposto, a COGEN recomenda que a ANP:

- (i) mantenha o RCM como metodologia central para a avaliação dos ativos legados da TAG e das demais malhas submetidas à transição regulatória;
- (ii) trate CRN, CHCI e registros contábeis apenas como insumos auxiliares, e não como substitutos da análise de recuperação econômica;
- (iii) revise a premissa de conservação $c = 0$, adotando depreciação linear como cenário-base ou Ross-Heidecke com estados realistas, especialmente Estados 3 ou 4, comprovados por evidências técnicas;
- (iv) reconheça BRA inicial positiva apenas se o saldo permanecer robusto após sensibilidades de depreciação, WACC, indexadores, OPEX, tributos, CAPEX, baixas, linepack e pig instrumentado;
- (v) limite a BRA inicial da Malha Nordeste a zero se o RCM permanecer negativo em cenários realistas de conservação, sem prejuízo do reconhecimento prospectivo de novos investimentos prudentes;
- (vi) trate gastos recorrentes de integridade, inspeção e pig instrumentado como OPEX, salvo prova de capitalização válida, com baixa do componente substituído;
- (vii) exija benchmarking, auditoria, data room regulatório, planilhas abertas e mecanismo de true-up; e
- (viii) preserve a modicidade tarifária, evitando que usuários futuros remunerem novamente ativos já recuperados no período dos Contratos Legados.

A COGEN reconhece o rigor técnico com que a ANP vem conduzindo a CP 11/2026 e coloca-se à disposição para contribuir com o aperfeiçoamento metodológico da revisão tarifária, especialmente nos temas de BRA inicial, RCM, OPEX, Sustaining CAPEX, depreciação e governança das informações.

Cabe reiterar que as autorizações para a atividade de transporte de gás natural no país, são autorizações de funcionamento, caracterizadas por uma relação contínua entre o regulador e o agente econômico, estando sujeitas a adaptações regulatórias ao longo do tempo, em função do interesse público.

Os contratos legados foram resultados de negociações entre partes de uma estrutura verticalmente integrada, num quadro de nenhuma transparência e participação social dessa forma, a ANP tem o dever de revisar critérios tarifários e metodologias de valoração de ativos, inclusive adotando métodos como o Recovery Capital Method (RCM). A opção da ANP pelo método RCM é plenamente legítimo e encontra respaldo na Lei do Gás, pois atribui à ANP a competência para definir a Receita Máxima Permitida (RMP) e disciplinar a forma de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA), conferindo-lhe margem de discricionariedade técnica para escolher a metodologia mais adequada em cada caso.

Essa discricionariedade, contudo, não é absoluta. A legislação determina que a remuneração das transportadoras deve refletir apenas os investimentos efetivamente realizados e ainda não recuperados, considerando a depreciação, a amortização e a remuneração do capital. Nesse sentido, tanto a Lei do Gás quanto o Decreto nº 10.712/2021 e a Resolução nº 991/2026 estabelecem como diretriz evitar a dupla remuneração de ativos já recuperados por meio das tarifas de transporte. A própria resolução prevê que ativos cuja recuperação econômica já tenha ocorrido não devem continuar integrando a base regulatória para gerar nova remuneração, salvo na parcela que ainda demande recuperação.

Não existe direito adquirido a um regime jurídico imutável, de modo que as autorizações concedidas antes da Lei nº 14.134/2021 passaram a se submeter às suas regras e às normas posteriores da ANP.

Por fim, a Cogen entende que a não abordagem do método RRCM na consulta anterior se deu pelo único motivo da ANP não ter naquele momento todas as informações necessárias, aliás, como foi externado na nota técnica. A obtenção em momento posterior de tais informações motivou a abertura de nova consulta o que mostra o rigor regulatório da ANP e coaduna com o fiel cumprimento da RANP 991/2026.

Sendo essas as considerações, a COGEN coloca-se à disposição da ANP para quaisquer esclarecimentos adicionais.

Permanecemos à disposição para eventuais esclarecimentos.

Cordialmente,



Newton Duarte

Presidente Executivo