

Relatório da Consulta Prévia nº 1/2025

Superintendência de Infraestrutura e
Movimentação - SIM



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



RELATÓRIO DA CONSULTA PRÉVIA Nº 1/2025

Superintendência de Infraestrutura e
Movimentação - SIM



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretora-Geral

Patricia Huguenin Baran

Diretores

Symone Araújo

Daniel Maia Vieira

Fernando Moura

Mariana Cavadinha Costa da Silva

Superintendente de Infraestrutura e Movimentação

Patricia Huguenin Baran

Superintendente Adjunta de Infraestrutura e Movimentação

Priscila Raquel Kazmierczak

Coordenação: SIM

Adriano Vieira Corrêa

Aelson Lomonaco Pereira

Alessandra Silva Moura

Alexandre de Souza Lima

Alexandre Duarte da Silva

Almir Beserra dos Santos

André Gustavo Lacerda Skeindziel

André Luis da Silva Machado

Andre Nascimento Lopes

Bernard Cerqueira Neves

Breno Silva Braidó

Bruno Felipe Silva

Caroline Pinheiro Maurieli de Moraes

Daniel M. Gott

Felipe da Silva Alves

Gilberto de Araujo Brandão Couto

Guilherme Cosme de Lima

Guilherme de Biasi

Heitor Fogli da Silva Machado Borges

Helio da Cunha Martins
Ivo Capello Junior
Jader Conde Rocha
Jasumari Fernandes Passos
Jessica Bauck de La Vega Franco Ramos
João Paulo Martins e Sá
Johny Soares Correa
Josué Franscisco Santos da Silva Dia
Julia Abreu Cabral
Juliano Bernacchi
Leonardo Mizrahy Bluvol
Leonardo Pereira de Queiroz
Leonardo Scapini Escobar
Liege Fontenele Cruz
Luiz Guilherme Marinho de Sá
Manuela Alves de Souza
Marcela de Miranda Barbosa Moura
Marcelo Gonçalves da Cunha
Márcio Bezerra Assumpção
Marcus Vinicius Nepomuceno de Carvalho
Mário Guilherme de Lima Aguiar
Matheus Souza Jacintho de Miranda
Maurício Bastos Vidaurre
Mina Saito
Mônica Freitas dos Santos Ignacio
Paulo Sarmento Ribeiro Vinha
Pedro Henrique Lemmers
Pedro Prudêncio de Moraes Filho
Rayza Maria de Oliveira Fonseca
Renan Carvalho de Souza
Renan Pinto de Souza
Rodrigo Ayres Padilha
Tatiana Domingos Romaguera
Tatiana Paranhos Cerqueira De Macau
Thaise Lima de Fonseca
William dos Santos Fontes

ÍNDICE

1. Introdução	6
2. Participantes e contribuições	7
2.1 – Participantes	7
2.2 – Identificação dos participantes	8
2.3 – Contribuições recebidas	9
3 - Conclusão.....	131

1. Introdução

A Diretoria da ANP, em 6 de fevereiro de 2025, decidiu por unanimidade, conforme a Decisão de Diretoria nº 63/2025 (SEI nº 4706405), aprovar a realização de Consulta Prévia da Nota Técnica nº 1/2025/SIM/ANP-RJ (SEI nº 4623355), para subsidiar o processo de regulamentação de que trata a Ação nº 2.8 da Agenda Regulatória da ANP 2022-2023 (estendida até 2024), referente à regulamentação de critérios para cálculo das tarifas de transporte de gás natural, do procedimento para a aprovação de tarifas propostas pelos transportadores para gasodutos de transporte e de critérios e diretrizes para os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores de gás natural interconectados.

Em 10 de fevereiro de 2025, foi publicado no Diário Oficial da União o Aviso de Consulta Prévia nº 1/2025 (SEI nº 4712766), com duração de 45 dias, com o objetivo de promover a participação social no processo regulatório da ANP, visando obter contribuições sobre matéria regulatória de interesse geral de agentes econômicos, consumidores ou usuários de bens e serviços da indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis; e dar publicidade, transparência e legitimidade às ações regulatórias da ANP.

Próximo ao final do prazo da Consulta Prévia nº 01/2025, foram peticionadas no processo 48610.217752/2024-31, solicitações de prorrogação do prazo de envio de contribuições. Em decisão ad referendum, a Diretoria da ANP decidiu pela prorrogação do prazo por 5 dias, passando o encerramento da consulta prévia para 1º de abril de 2025, conforme Despacho nº 2/2025/DIR IV/ANP-RJ-e (SEI nº 4847287).

Desta forma, a Consulta Prévia nº 1/2025 esteve aberta ao recebimento de contribuições de 10 de fevereiro de 2025 até 1º de abril de 2025, totalizando 50 dias de consulta prévia.

Durante o período da Consulta Prévia nº 1/2025, ficou disponível à recepção de contribuições um formulário eletrônico no sítio da ANP na internet (<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa>) e o endereço de correio eletrônico: contribuicaotarifasgn@anp.gov.br.

Este relatório está organizado em 3 seções, iniciando nesta breve introdução. Na sessão 2 estão descritas informações da consulta prévia, com o perfil e identificação dos participantes e a consolidação das contribuições recebidas. Por fim, na sessão 3 está a conclusão do relatório da consulta prévia realizada para captar percepções da sociedade quanto aos temas abordados na Nota Técnica nº 1/2025/SIM/ANP-RJ (SEI nº 4623355).

2. Participantes e contribuições

2.1 Participantes

Foram registradas as contribuições de 39 participantes da Consulta Pública, pelo envio de respostas no formulário eletrônico (Forms), envio de correspondência por correio eletrônico ou em processo eletrônico no SEI. O perfil dos participantes está resumido na figura 1 e os meios utilizados para contribuição na figura 2.

Figura 1 – Perfil de Participantes da Consulta Prévia ANP nº 1/2025

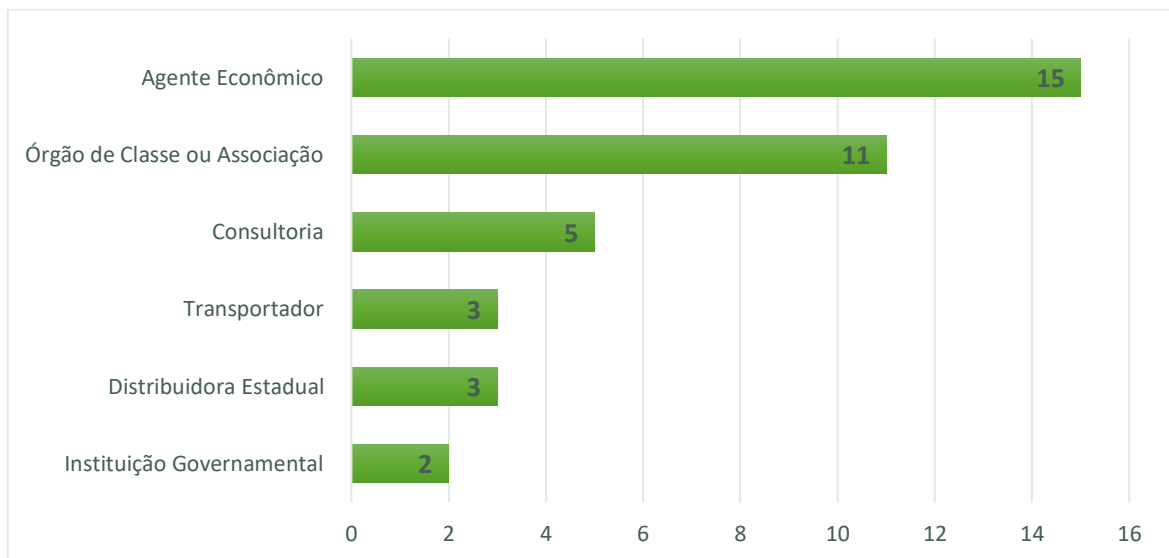
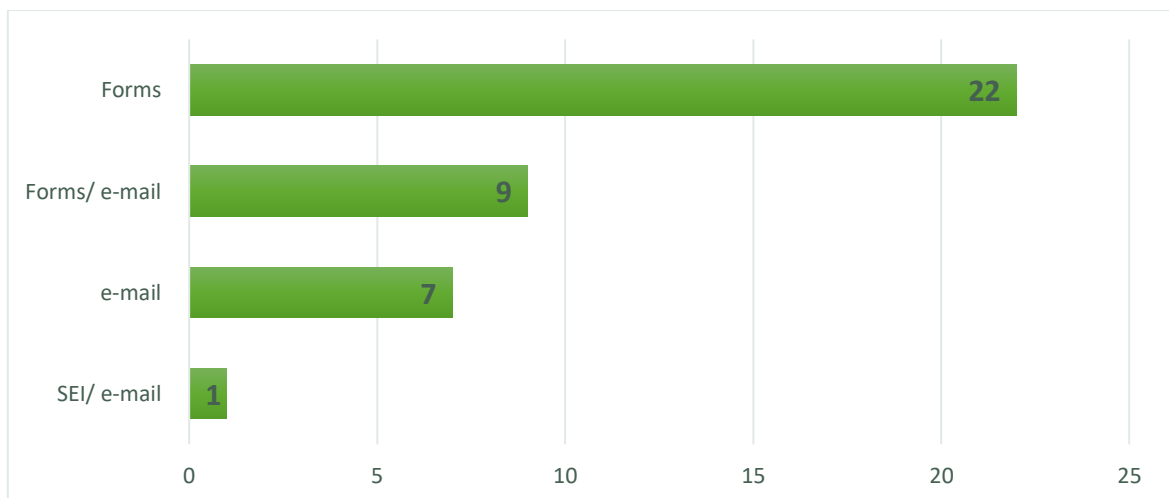


Figura 2 – Canal utilizado para contribuição



2.2 Identificação dos participantes

A lista de participantes está consolidada no Quadro 1, com informações extraídas do Forms, correio eletrônico e SEI, organizando participantes por categoria e em ordem alfabética. O inteiro teor das contribuições recebidas de cada participante, pode ser verificado no processo SEI nº 48610.217752/2024-31, no respectivo documento SEI indicado no Quadro 1.

Quadro 1 – Lista de participantes da Consulta Prévia nº 1/2025

ID	Participante	Data	Perfil do Participante	Canal utilizado	Documento SEI
1	BRAVA Energia	27/03/2025	Agente Econômico	Forms	4928479
2	COMMIT	27/03/2025	Agente Econômico	Forms	4928537
3	Companhia Siderúrgica Nacional – CSN	27/03/2025	Agente Econômico	Forms	4928556
4	EDGE Comercialização S.A.	01/04/2025	Agente Econômico	Forms	4928564
5	ENEVA S.A.	27/03/2025	Agente Econômico	Forms	4928570
6	EQUINOR Brasil Energia Ltda	27/03/2025	Agente Econômico	e-mail	4928632
7	GALP Energia Brasil	27/03/2025	Agente Econômico	Forms	4928658
8	GBS Storage	27/03/2025	Agente Econômico	Forms	4928661
9	GNLINK Distribuição de Gás Natural S.A.	27/03/2025	Agente Econômico	Forms	4928680
10	mitsui Gas e Energia do Brasil Ltda	27/03/2025	Agente Econômico	Forms/ e-mail	4928692 / 4928736
11	MTX Comercializadora de Gás Ltda.	27/03/2025	Agente Econômico	Forms	4929836
12	ORIGEM Energia S.A.	27/03/2025	Agente Econômico	SEI/ e-mail	4847348 / 4929873
13	PETRORECONCAVO	14/03/2025	Agente Econômico	Forms	4929894
14	SHELL Energy do Brasil Gás Ltda	27/03/2025	Agente Econômico	Forms	4929908
15	YARA Brasil S.A.	01/04/2025	Agente Econômico	Forms/ e-mail	4929925 / 4929954
16	ARM Consultoria	27/03/2025	Consultoria	Forms/ e-mail	4929969 / 4929983
17	NOVIX Ltda (Contribuição fora do padrão do formulário)	27/03/2025	Consultoria	e-mail	4930033
18	QUANTUM America	27/03/2025	Consultoria	Forms/ e-mail	4930065 / 4930094
19	VEIRANO Advogados	27/03/2025	Consultoria	Forms	4930103
20	ZENERGAS Consultoria Empresarial em Energia e Regulação Ltda	26/03/2025	Consultoria	Forms/ e-mail	4930112 / 4930156
21	COMGÁS	27/03/2025	Distribuidora Estadual	Forms	4930165
22	Companhia de Gás do Amazonas - CIGÁS	27/03/2025	Distribuidora Estadual	Forms	4930186
23	Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS	27/03/2025	Distribuidora Estadual	Forms	4930307
24	Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais (SEDE/MG)	24/03/2025	Instituição Governamental	Forms	4930314
25	Secretaria de Estado do Desenvolvimento Econômico e da Ciência e Tecnologia - SEDETEC/SE (Contribuição fora do padrão do formulário)	18/03/2025	Instituição Governamental	e-mail	4931223

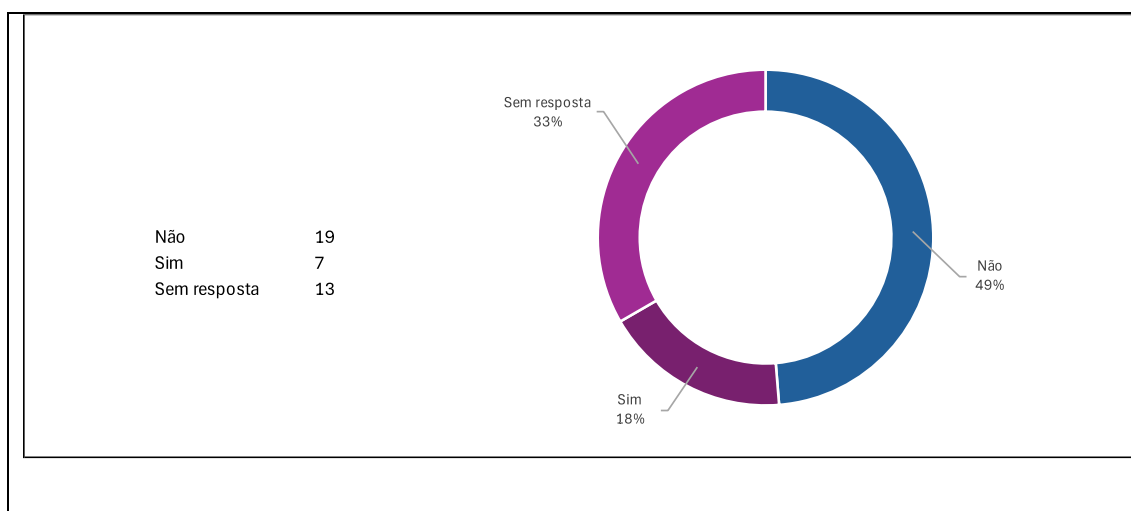
26	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	27/03/2025	Órgão de Classe ou Associação	Forms	4931229
27	ABRACE Energia	27/03/2025	Órgão de Classe ou Associação	Forms/e-mail	4931237 / 4931264
28	ABRAGET - Associação Brasileira das Geradoras Termelétricas	31/03/2025	Órgão de Classe ou Associação	Forms/ e-mail	4931279 / 4931309
29	Associação Brasileira da Indústria Química - ABIQUM	27/03/2025	Órgão de Classe ou Associação	e-mail	4931329
30	Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto – ATGÁS	27/03/2025	Órgão de Classe ou Associação	Forms	4931361
31	Conselho de Usuários do Sistema de Transporte de Gás Natural - CDU	27/03/2025	Órgão de Classe ou Associação	e-mail	4931393
32	Federação das Indústrias do Estado de São Paulo - FIESP	27/03/2025	Órgão de Classe ou Associação	Forms	4931404
33	Federação das Indústrias do Rio Grande do Sul - FIERSGS (SESI/SENAI/IEL/CIERGS) (Contribuição fora do padrão do formulário)	27/03/2025	Órgão de Classe ou Associação	e-mail	4931416
34	FÓRUM do Gás - Fórum das Associações Empresariais Pró-Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural (Contribuição fora do padrão do formulário)	27/03/2025	Órgão de Classe ou Associação	e-mail	4931444
35	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP	27/03/2025	Órgão de Classe ou Associação	Forms/ e-mail	4931453 / 4931485
36	Movimento Brasil Competitivo (MBC)	27/03/2025	Órgão de Classe ou Associação	Forms	4931492
37	Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS	27/03/2025 01/04/2025	Transportador	Forms/e-mail	4931502 / 4931518
38	Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. - TBG	27/03/2025	Transportador	Forms	4931527
39	Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG	27/03/2025	Transportador	Forms	4931532

2.3 Contribuições recebidas

As contribuições apresentadas fora do padrão do formulário, ainda que não constem da contabilização das respostas às questões, são da mesma forma avaliadas e consideradas nos estudos necessários à análise de impacto regulatório e proposição de minuta de regulamento.

As contribuições recebidas, conforme as questões apresentadas da Nota Técnica nº 1/2025/SIM/ANP-RJ (SEI nº 4623355), estão consolidadas a seguir.

Questão 1
<p>A Prática Recomendada AACE 97R-18 da Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE), intitulada “Cost Estimate Classification System – As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Pipeline Transportation Infrastructure Industries”, deve ser acolhida em novo regulamento como único referencial de classificação de grau de incerteza de estimativas de custos? Justifique.</p> <p>(a) Sim</p> <p>(b) Não</p>

**Questão 1 - Respostas e Justificativas válidas**

ID	Resposta	Justificativa
1 (BRAVA)	Não	Não concordamos com a utilização da AACE 97R-18 como única referência. É importante se criar uma base de referência nacional com envolvimento da EPE, à luz do que é realizado no setor elétrico, alimentada por atividades efetivamente realizada e comparadas com benchmarks internacionais. Isso possibilita um amadurecimento dos dados em linha com o desenvolvimento do setor e a garantia da competitividade observada em relação ao padrão esperado pela indústria.
2 (COMMIT)	Não	<p>A adoção direta de metodologias internacionais para aferição de custos e suas incertezas não é recomendável, uma vez que não dialoga com as realidades locais. Sem dúvidas, melhores práticas internacionais podem servir como referência para a determinação do grau de incerteza, mas não deveria ser o único referencial. Ademais, atualmente há vasta expertise acumulada nas próprias agências reguladoras estaduais, que ao longo das últimas décadas vêm conduzindo processos de revisão tarifária das distribuidoras, com transparência e amplo escrutínio dos dados.</p> <p>Assim, o ponto de partida para a análise dos investimentos deveria ser o próprio plano apresentado pelas transportadoras, com a abertura necessária para análise das informações. Além disso, os dados históricos também devem servir como input para a avaliação a ser conduzida pela ANP, a fim de julgar a acuracidade das informações apresentadas.</p> <p>Além disso, deve-se considerar que os investimentos propostos devem ser analisados a partir dos critérios da prudência e da eficiência econômica. Ou seja, apenas aqueles investimentos estritamente necessários à prestação adequada dos serviços deveriam ser reconhecidos pela agência reguladora, evitando que custos ineficientes ou excessivos sejam praticados.</p> <p>Cabe ressaltar que, conforme reconhecido pela própria ANP na Nota Técnica, o Brasil não dispõe hoje de um banco de custos referenciais amplo e robusto o suficiente, o que dificulta o processo de escrutínio das informações pelo órgão regulador. Logo, faz-se necessário suprir, o mais brevemente possível, esta lacuna na regulação.</p>
3 (CSN)	Não	<p>Inicialmente, é fundamental dar a devida importância à abordagem de como o CAPEX será incorporado na RMP das transportadoras. Sugerimos que deve ser considerado que os investimentos que impactam as tarifas são aqueles relacionados à expansão/ampliação e à segurança do sistema, sendo que investimentos de conexão, que atendem a interesses específicos, não devem ser incorporados ao sistema de transporte para socialização tarifária.</p> <p>Portanto, a expansão deve estar em conformidade com o decreto regulamentar da Lei do Gás e ser avaliada pela EPE. Investimentos para segurança do sistema garantem a segurança do fornecimento e eliminam gargalos, sem ampliação perene de capacidade, e devem ser avaliados previamente pela EPE, com consulta pública se necessário, avaliando se devem entrar realmente como CAPEX ou OPEX.</p> <p>Sugere-se que a ANP considere projetos no grau de maturidade Classe 3 da metodologia AACE 97R-18. É crucial estabelecer o rito para aprovação dos investimentos e a metodologia de incorporação dos ativos na BRA. Os investimentos devem passar por consulta pública, idealmente incluso nas revisões tarifárias</p>

		<p>regulares, acompanhados por notas técnicas contendo cenários comparativos da real necessidade do projeto e sua viabilidade econômica.</p> <p>Os investimentos aprovados no processo de revisão tarifária devem entrar na BRA quando operacionais, e não como custos futuros na projeção do fluxo de caixa descontado. A incerteza dos custos na fase de aprovação impede sua inclusão nas tarifas. Essa proposta é respaldada pela regulação da ANEEL, que incorpora ativos após o início da operação.</p>
7 (GALP)	Não	<p>Não. Concordamos que a AACE 97R-18 seja uma boa referência para os assuntos relacionados a estimação de custos. Entretanto, entendemos que seja oportuno neste atual momento do mercado de gás incluir a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) como uma entidade a ser melhor explorada neste sentido, à semelhança do que temos no setor elétrico e conforme determinado no Decreto nº 12.153/2024.</p> <p>Ou seja, entendemos que a EPE pode auxiliar na promoção de estudos que auxiliem nos referenciais para a classificação de graus de incerteza de estimativas de custo, visto que possui um banco de dados de ativos de geração e transmissão que é utilizado extensivamente para diversas finalidades como, por exemplo, reportes de planejamento e expansão (PET/PELP), a base para custos de leilão de transmissão (RAP máxima dos transmissores), a renovação dos ativos de hidroelétricas, entre outros.</p> <p>Dada a recente publicação do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (“PIG 2024”), com diversas estimativas de custos e a ida de corpo técnico especializado oriundo da ANP, a atuação da EPE, principalmente pensando no médio e longo prazo, pode ser interessante para o desenvolvimento de conhecimento in house para atuação e suporte.</p>
10 (MITSUI)	Não	<p>Diante do baixo grau de maturidade relativo aos processos de revisão tarifária, da ausência de investimentos significativos em expansão por parte das transportadoras e, portanto, ausência de dados sobre os custos, projetos e suas estimativas.</p> <p>Adicionalmente, não está claro quem definiria o grau de maturidade, e não existe histórico recente.</p>
11 (MTX)	Sim	<p>A AACE 97R-18 não deve ser estabelecida como único referencial de classificação de grau de incerteza de estimativas de custos, uma vez que, em que pese esta conter diretrizes consideradas como parâmetros de entendimento comum, evitando erros de interpretação, má aplicação e levantamentos com resultados falsos ou distorcidos da realidade, ainda assim esta possui uma razoável faixa de imprecisão como verificado na sua Matriz de Classificação de Estimativa de Custos para Processos Industriais, e não leva em consideração uma base de dados simétrica e/ou histórica de maneira que a informação seja utilizada de modo equilibrado pelos agentes de transporte de gás.</p> <p>Para a redução de distorções e imprecisões na classificação de grau de incerteza de estimativas de custos para os investimentos em infraestrutura de transporte de gás natural e instalações acessórias, e consequentemente para aprimoramento do resultado final das análises a serem realizadas, é importante que haja a participação direta de um agente neutro e sem interesses econômicos próprios que seja capaz de disseminar a informação de forma ampla e irrestrita a todos os agentes, contribuindo para a redução das assimetrias de informação, e neste caso sugere-se a atuação direta e essencial da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que, com lastro em extenso banco de dados já existente e a ser aprimorado mediante acesso a informações confidenciais ou estratégicas dos agentes privados, as quais não estão disponíveis para ampla consulta e conhecimento.</p> <p>Para que a atuação da EPE seja aprimorada e possa alcançar os objetivos almejados, inclusive os aqui sugeridos, é imprescindível que integrantes do quadro técnico da ANP que já atuam aproximadamente neste mesmo tipo de atividade passem a fazer parte da EPE.</p> <p>Com isso, acreditamos que haverá melhora no resultado final da informação obtida, algo que favorecerá o mais que necessário desenvolvimento transporte de gás natural no Brasil, inclusive resultando em menor impacto financeiro para o consumidor final do gás natural, ou seja, na tarifa a ser estabelecida.</p>
13 (PETRORECONCAVO)	Sim	<p>Por um lado, essa padronização pode melhorar a previsibilidade e transparência nas estimativas de custos dos projetos de infraestrutura de transporte por dutos, auxiliando na tomada de decisão e na mitigação de riscos. Além disso, a AACE é uma referência consolidada em engenharia de custos, o que pode aumentar a confiabilidade das estimativas.</p> <p>Por outro lado, impor um único referencial pode limitar a flexibilidade das empresas carregadoras, que podem possuir metodologias próprias mais adaptadas às suas realidades operacionais e estratégicas. Além disso, diferentes projetos podem ter</p>

		necessidades distintas, e a rigidez na adoção de um único sistema pode não ser a melhor abordagem em todos os casos.
15 (YARA)	Não	A AACE 97R-18 é uma metodologia internacionalmente reconhecida, compatível com boas práticas de classificação de estimativas segundo o estágio de desenvolvimento do projeto, e representa um referencial técnico robusto para assegurar que os custos propostos em processos tarifários estejam alinhados ao grau de definição do empreendimento. No entanto, sua adoção como único referencial obrigatório pode limitar a flexibilidade metodológica e excluir abordagens igualmente válidas. Assim, recomenda-se que a AACE 97R-18 seja adotada como metodologia preferencial, servindo de base para referência regulatória, mas sem impedir o uso de outras classificações equivalentes, desde que devidamente justificadas, auditáveis e alinhadas com padrões internacionais de rastreabilidade e transparência.
16 (ARM)	Não	<p>Não como único referencial,</p> <ul style="list-style-type: none"> • Embora se verifica a utilização das práticas recomendadas da AACE Internacional (Association for the Advancement of Cost Engineering) como diretrizes para a aplicação de princípios gerais de classificação de estimativas de custos de ativos de um empreendimento, entendemos que a mesma deveria servir como uma referência a ser observada pela ANP. • A margem de precisão mencionada, conforme a AACEI (Association for the Advancement of Cost Engineering International) – 2011, refere-se à faixa de variação esperada para estimativas de custos de projetos. Essa variação indica o grau de incerteza associado à estimativa, dependendo do nível de detalhamento das informações disponíveis. Dessa forma, não deve ser utilizada em processos de revisão tarifária. • Os investimentos previstos em um processo de revisão tarifária precisam ser revisados e aprovados pela ANP, quanto à sua necessidade, prudência e economicidade. No ciclo tarifário subsequente, o valor efetivamente realizado precisa ser comparado com o valor previsto, procedendo-se à eventual compensação de valores previstos, mas não realizados, em prol da modicidade tarifária. • Portanto, considerar a Prática Recomendada AACE 97R-18 como o único referencial sem estudos mais aprofundados pode limitar a adaptação aos contextos locais ou a projetos com requisitos específicos. • Para tanto, a ANP deveria tratar este tema conforme as melhores práticas internacionais, fixando, através de resoluções, os valores unitários de referência para investimento em instalações de transporte de gás natural. Como exemplo desta prática temos a Circular n.º 8/2020, de 2 de dezembro de 2020, da Comissão Nacional de Mercados e Concorrência da Espanha, que estabelece os valores unitários de referência de investimento e operação e manutenção em instalações de transporte de gás natural, para o período de 2021 a 2026. (https://www.boe.es/buscar/pdf/2020/BOE-A-2020-16260-consolidado.pdf)
18 (QUANTUM)	Não	Embora o estudo das melhores práticas internacionais seja importante e apropriado para estabelecer um marco referencial para a definição metodológica, a adoção direta dessas metodologias pode não ser adequada à realidade local. Nesse sentido, sugere-se a realização de estudos comparativos das experiências nacionais e internacionais para a identificação e proposição de opções alternativas adequadas para logo elaborar uma proposta adaptada ao setor de transporte de gás.
19 (VEIRANO)	Não	<p>De acordo com a AACEI (Association for the Advancement of Cost Engineering International) – 2011, a margem de precisão representa a variação estimada nos custos de projetos, refletindo o grau de incerteza conforme o nível de detalhamento das informações disponíveis. Por essa razão, tal margem não deve ser utilizada em processos de revisão tarifária.</p> <p>Os investimentos projetados em um processo de revisão tarifária devem ser analisados e aprovados pela ANP, considerando critérios de necessidade, prudência e economicidade. No ciclo tarifário seguinte, o montante efetivamente realizado deve ser confrontado com o valor inicialmente previsto, permitindo a compensação de eventuais discrepâncias, com o objetivo de garantir a modicidade tarifária.</p>
20 (ZENERGAS)	Não	Não deve ser exclusiva, outras práticas devem ser utilizadas. Existem questões como prudência dos investimentos que escapam à normativa.
21 (COMGÁS)	Não	Não é recomendável adotar a Prática Recomendada AACE 97R-18 da Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE) como único referencial para classificar o grau de incerteza em estimativas de custos nos regulamentos tarifários. A margem de precisão estabelecida pela AACEI (2011) é destinada a refletir a faixa de variação esperada em estimativas de custos de projetos, o que inerentemente implica um grau

		<p>de incerteza baseado no nível de detalhamento das informações disponíveis. Esse grau de incerteza torna a prática inadequada para ser utilizada diretamente em processos de revisão tarifária, onde a necessidade, prudência e economicidade dos investimentos precisam ser avaliadas com critérios rigorosos pela ANP.</p> <p>É vital que a regulação de infraestruturas essenciais siga os princípios de eficiência econômica, previsibilidade regulatória e modicidade tarifária, equilibrando remuneração justa com proteção contra custos excessivos.</p> <p>A regulação deve reconhecer apenas custos que sejam estritamente necessários e de mercado, evitando despesas ineficientes. A previsibilidade regulatória promove um ambiente estável, incentivando investimentos seguros e de longo prazo, enquanto a modicidade tarifária assegura que as tarifas sejam justas e acessíveis.</p>
22 (CIGÁS)	Não	<p>Sugere-se que a prática recomendada pela AACE 97R-18 não deve ser acolhida como referencial de classificação de grau de incerteza de custos, vez que deve haver um regulamento elaborado pela ANP que reflita a correta classificação dos valores desembolsados no projeto, isto é, o que for investimento deve ser considerado CAPEX e o que for despesas deve ser considerado como OPEX.</p> <p>Ademais, no regulamento deve apresentar detalhamento do que deverá ser classificado como CAPEX e OPEX.</p> <p>A inserção do Sustaining CAPEX pode gerar distorções dos reais valores de investimentos realizados, vez que o que era OPEX passa a ser considerado Sustaining CAPEX.</p> <p>Se for considerado como CAPEX, tais valores serão remunerados a uma taxa de retorno que refletirá na(s) tarifa(s) de transporte. Diferentemente, se fosse considerada OPEX.</p>
23 (SULGÁS)	Não	<p>À luz das particularidades inerentes à estimativa dos custos que compõem os investimentos realizados pelas transportadoras em ativos a serem incorporados à Base Regulatória de Ativos (BRA), a escolha de um único referencial de classificação de grau de incerteza pode ser contraproducente, uma vez que diferentes ativos demandam diferentes metodologias.</p> <p>Além disso, deve-se considerar que os investimentos propostos devem ser analisados a partir dos critérios da prudência e da eficiência econômica. Ou seja, apenas aqueles investimentos estritamente necessários à prestação adequada dos serviços deveriam ser reconhecidos pela agência reguladora, evitando que custos ineficientes ou excessivos sejam praticados.</p>
24 (SEDE/MG)	Não	<p>A adoção de um referencial internacional único no contexto de abertura do mercado e de torná-lo mais dinâmico e competitivo pode não atender às necessidades específicas, especialmente devido ao processo de amadurecimento do mercado em relação à disponibilidade de dados para definição e estimativa de custos justa e adequada aos investimentos.</p>
26 (ABEGÁS)	Não	<p>A decisão de adotar a Prática Recomendada AACE 97R-18 como referencial único para classificação de incerteza de estimativas de custos em gasodutos deverá requerer uma análise mais crítica, considerando suas vantagens, limitações e alternativas.</p> <p>A margem de precisão mencionada, conforme a AACEI (Association for the Advancement of Cost Engineering International) – 2011, refere-se à faixa de variação esperada para estimativas de custos de projetos. Essa variação indica o grau de incerteza associado à estimativa, dependendo do nível de detalhamento das informações disponíveis. Dessa forma, não deve ser utilizada em processos de revisão tarifária.</p> <p>Tornar a Prática Recomendada AACE 97R-18 o único referencial sem estudos mais aprofundados e ampla discussão pública pode limitar a adaptação aos contextos locais ou a projetos com requisitos específicos. Também deve ser avaliada do ponto de vista de especialidades locais que detenham expertise de aplicação.</p> <p>Os investimentos previstos em um processo de revisão tarifária, precisam ser revisados e aprovados pela ANP, quanto a sua necessidade, prudência e economicidade.</p> <p>No ciclo tarifário subsequente, o valor efetivamente realizado precisa ser comparado com o valor previsto, procedendo-se a eventual compensação de valores previstos, mas não realizados, em prol da modicidade tarifária.</p>
27 (ABRACE)	Não	<p>Inicialmente, ressaltamos que a pergunta em questão e a nota técnica que subsidia esta consulta prévia não endereçam a principal discussão acerca do CAPEX que reside em como o investimento será incorporado na RMP das transportadoras. Na visão da ABRACE Energia, há três grandes grupos em que os investimentos podem ser categorizados:</p> <p>1) Expansão / ampliação: situações em que haverá aumento da capacidade de transporte. Neste caso, recomendamos que os investimentos sejam aprovados e</p>

		<p>incorporados na RMP após a realização de chamada pública incremental, momento em que se deve avaliar, objetivamente, a economicidade do projeto pela relação custo x demanda. Entendemos que este tipo de discussão precisa ser endereçado ao mercado por meio da ação regulatória já prevista pela ANP para a revisão da RANP nº 37/2013. Ainda, é importante mencionar que a expansão da rede deve estar em conformidade com o decreto regulamentar da Lei do Gás, o qual direciona que os investimentos devem estar contemplados no plano nacional integrado a ser elaborado pela EPE. Projetos propostos pela iniciativa privada, que não estejam contemplados no referido plano devem ser compatíveis com o planejamento setorial e não prejudicar o uso eficiente e compartilhado da infraestrutura existente.</p> <p>2)Conexão: investimentos que atenderão a interesses específicos, cujos ativos não devem ser incorporados ao sistema de transporte, isto é, à BRA, para socialização tarifária.</p> <p>3)Segurança do sistema: investimentos que não geram ampliação perene de capacidade e buscam garantir a segurança do fornecimento e a eliminação de gargalos. O projeto da NTS Ecomp Japeri se encaixaria nesta classificação. Neste caso, também entendemos necessário que a aprovação pelo regulador seja precedida de consulta pública.</p> <p>Diante do exposto, essa questão mira a primeira e a última categoria, onde poderá haver impacto tarifário. Nesta acepção, sugere-se que a ANP considere para avaliação projetos que estejam no grau de maturidade Classe 3 da Prática Recomendada AACE 97R-18.</p> <p>Todavia, frisamos que o mais importante é estabelecer o rito para aprovação dos investimentos e a metodologia de incorporação dos ativos na BRA. É importante que os investimentos propostos pelas transportadoras passem pelo rito de consulta pública para escrutínio do mercado. Processo previsto em lei, mas que não vem sendo realizado.</p> <p>Na nossa opinião, o processo de revisão tarifária é o melhor momento para que os transportadores apresentem os projetos, que estejam aderentes ao grau de maturidade Classe 3, para garantir a segurança do sistema, acompanhadas de todas as premissas que corroborem a necessidade do investimento. Para análise do mercado, é necessário que sejam disponibilizados custos comparativos (nacionais e internacionais) para avaliação da eficiência do investimento proposto. Na aprovação, é importante estabelecer que o range de custos também deve ser um cap. Ou seja, caso o transportador efetivamente incorra em custo acima do range superior, estes não serão reconhecidos na BRA.</p> <p>Ademais, nossa sugestão é que os investimentos aprovados no processo de revisão tarifária não devem entrar como custos futuros na projeção do fluxo de caixa descontado, mas na BRA quando estes estiverem operacionais. A incerteza dos custos dos investimentos na fase de aprovação impossibilita a sua inclusão nas tarifas. Essa proposta encontra respaldo na regulação das infraestruturas de transmissão de energia elétrica pela ANEEL, que somente considera os ativos para incorporação da RAP após o início da operação.</p> <p>Outro ponto que deve ser endereçado é a ausência de coordenação das expectativas de investimento, ou seja, com uma visão integrada do sistema pelas transportadoras. Os gargalos e possíveis soluções são avaliadas de forma segregada, o que não direciona à escolha da solução mais eficiente para o sistema. Assim, recomendamos que o regulador exija essa análise sistêmica, a partir da instituição do gestor da área de mercado de capacidade.</p>
28 (ABRAGET)	Sim	<p>A Prática Recomendada (PR) oferece uma listagem padronizada e universal de documentos de entradas para se realizar uma estimativa de custos, que pode uniformizar as condições de elaboração das estimativas de custos e nivelar uma das principais incertezas das estimativas, que é a maturidade do escopo do projeto.</p> <p>Contudo, deve ser observado que para se estabelecer o nível de incerteza da estimativa de custos, a PR cita que além do grau de definição do escopo do projeto, outras variáveis devem ser consideradas, como por exemplo, a complexidade do projeto e de execução, nível de familiaridade com a tecnologia a ser empregada e as condições hidráulicas do sistema de transporte, sua localização, riscos regulatórios, comunitários, políticos, dentre outros atributos que serão únicos para cada escopo estimado.</p> <p>Em outras palavras, dadas todas as fontes potenciais de risco e incerteza que vão variar de projeto para projeto, não é possível definir a magnitude das incertezas baseada apenas no nível de definição do projeto ou a classe da estimativa, ou seja, é necessário realizar uma análise de riscos para cada projeto.</p>

30 (ATGÁS)	Não	<p>A Prática Recomendada pela AACE 97R-18 é importante por tratar de um padrão amplamente reconhecido e especificamente desenvolvido para projetos de infraestrutura de transporte por dutos. Sua aplicação permite previsibilidade, alinhamento com boas práticas internacionais e padronização na avaliação de investimentos.</p> <p>No entanto, apesar de ser a prática mais aplicada, não deve ser acolhida como único referencial de classificação de grau de incerteza de estimativas de custos. É importante manter abertura para a adoção de outras metodologias, como a AACE 18R-97, o estudo realizado para o governo canadense Joint Federal Government e o estudo preparado para a Organização Mundial do Comércio – OMC, por exemplo.</p> <p>A evolução do setor e o surgimento de novos referenciais podem trazer aprimoramentos à modelagem de estimativas, sendo recomendável que o regulamento preveja a possibilidade de revisão, atualização e utilização de outras práticas.</p>
31 (CDU)	-	<p>Apoiamos parcialmente a prática de adoção de regulamento único referente à classificação do grau de incerteza de estimativa de custos. Isto porque, se por um lado a AACE é uma referência consolidada em engenharia de custos (o que aumenta a confiabilidade das estimativas), por outro falta transparência em relação ao processo de aprovação de novos investimentos.</p> <p>Preliminarmente a essa discussão, entendemos que a ANP deveria endereçar a forma com que novos investimentos (CAPEX) serão incorporados à RMP e BRA. Ao nosso ver, todo e qualquer investimento precisa passar pelo rito regulatório completo (consulta e audiências públicas, exceto para conexões diretas), momento em que se deve avaliar, objetivamente, a economicidade do projeto pela relação custo x demanda.</p> <p>Ademais, é necessário que propostas de investimentos sejam acompanhadas de comparativos de custos (nacionais e internacionais) e análise de risco para avaliação da eficiência do investimento proposto.</p>
32 (FIESP)	Não	<p>Não. Apesar de trazer uma recomendação padronizada e de fácil aplicação para se determinar o grau de incerteza dos custos, ela não deve ser a única fonte. Existem outros risco e incertezas que não estão ligadas diretamente ao grau de maturidade do investimento, como risco Brasil, questões concorrenciais específicas, negociações que podem induzir ao superfaturamento (custo não eficiente), entre outros.</p>
35 (IBP)	Sim	<p>A Prática Recomendada (PR) AACE 97R-18 da Association for the Advancement of Cost Engineering (AACE), intitulada “Cost Estimate Classification System – As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Pipeline Transportation Infrastructure Industries oferece uma listagem padronizada e universal de documentos de entradas para se realizar uma estimativa de custos, que pode uniformizar as condições de elaboração das estimativas de custos e nivelar uma das principais incertezas das estimativas, que é a maturidade do escopo do projeto.</p> <p>Contudo, deve ser observado que para se estabelecer o nível de incerteza da estimativa de custos, a PR cita que além do grau de definição do escopo do projeto, outras variáveis devem ser consideradas, como por exemplo: (i) a complexidade do projeto e de sua execução, (ii) nível de familiaridade com a tecnologia a ser empregada, (iii) as condições hidráulicas do sistema de transporte e (iv) sua localização, riscos regulatórios, comunitários, políticos, dentre outros atributos que serão únicos para cada escopo estimado.</p> <p>Em outras palavras, dadas todas as fontes potenciais de risco e incerteza que vão variar de projeto para projeto, não é possível definir a magnitude das incertezas baseada apenas no nível de definição do projeto ou a classe da estimativa, ou seja, é necessário realizar uma análise de riscos para cada projeto.</p> <p>Além disso, ainda que a AACE 97R-18 seja uma boa referência para os assuntos relacionados a estimativa de custos, avaliamos que seja oportuno neste atual momento incluir também a EPE (conforme determinado no do Decreto nº 12.153/24 que caberá à EPE realizar o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano relativo ao setor de gás natural), como uma entidade a ser mais bem explorada neste sentido, à semelhança do que temos no setor elétrico. A EPE possui um banco de dados de ativos de geração e transmissão que é utilizado extensivamente para diversas finalidades, incluindo reportes de planejamento e expansão (PET/PELP), a base para custos de leilão de transmissão (RAP máxima dos transmissores), renovação dos ativos de hidroelétricas, entre outros.</p> <p>Destacamos também a recente publicação do PIG 2024, com diversas estimativas de custos que podem ser importantes para esse processo e a possibilidade de desenvolvimento de conhecimento “in house” para atuação e suporte.</p>

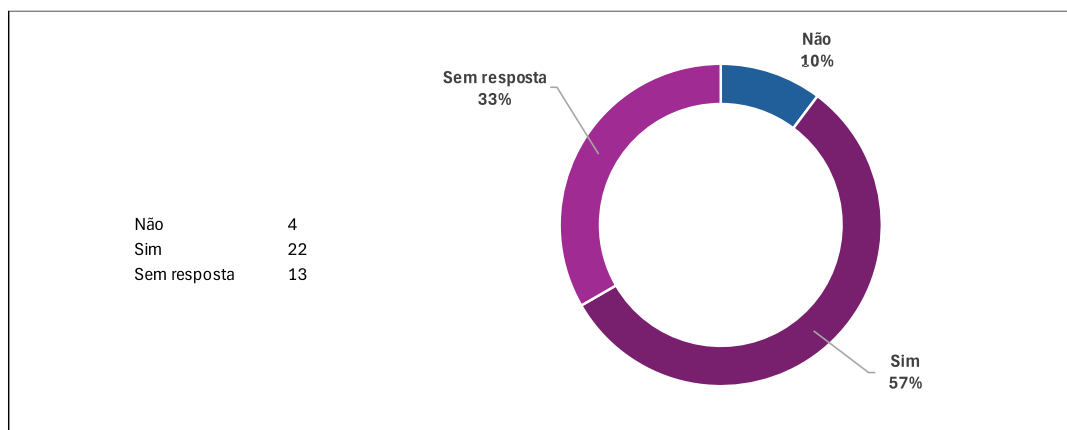
37 (NTS)	Não	<p>A Prática Recomendada pela AACE 97R-18 é importante por tratar de um padrão amplamente reconhecido e especificamente desenvolvido para projetos de infraestrutura de transporte por dutos. Sua aplicação permite previsibilidade, alinhamento com boas práticas internacionais e padronização na avaliação de investimentos.</p> <p>No entanto, apesar de ser a prática mais aplicada, não deve ser acolhida como único referencial de classificação de grau de incerteza de estimativas de custos. É importante manter abertura para a adoção de outras metodologias, como a AACE 18R-97, o estudo realizado para o governo canadense Joint Federal Government e o estudo preparado para a Organização Mundial do Comércio – OMC, por exemplo.</p> <p>A evolução do setor e o surgimento de novos referenciais podem trazer aprimoramentos à modelagem de estimativas, sendo recomendável que o regulamento preveja a possibilidade de revisão, atualização e utilização de outras práticas.</p> <p>Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.</p>
38 (TBG)	Sim	Ver contribuição ATGÁS.
39 (TAG)	Não	<p>A Prática Recomendada pela AACE 97R-18 é importante por tratar de um padrão amplamente reconhecido e especificamente desenvolvido para projetos de infraestrutura de transporte por dutos. Sua aplicação permite previsibilidade, alinhamento com boas práticas internacionais e padronização na avaliação de investimentos.</p> <p>No entanto, apesar de ser a prática mais aplicada, não deve ser acolhida como único referencial de classificação de grau de incerteza de estimativas de custos. É importante manter abertura para a adoção de outras metodologias, como a AACE 18R-97, o estudo realizado para o governo canadense Joint Federal Government e o estudo preparado para a Organização Mundial do Comércio – OMC, por exemplo.</p> <p>A evolução do setor e o surgimento de novos referenciais podem trazer aprimoramentos à modelagem de estimativas, sendo recomendável que o regulamento preveja a possibilidade de revisão, atualização e utilização de outras práticas.</p>

Questão 2

A tipologia Sustaining CAPEX deve ser incorporada ao conjunto de elementos que compõem a rubrica CAPEX da proposta tarifária? Justifique.

(a) Sim

(b) Não



ID	Resposta	Justificativa
1 (BRAVA)	Sim	-
2 (COMMIT)	Sim	Sim, é possível que determinado grupo de custos sejam reconhecidos como despesas de capital e reconhecidos nas tarifas como CAPEX, todavia, é preciso que fique

		<p>demonstrada que tais despesas contribuem, por exemplo, com a extensão da vida útil dos ativos, ou com o aumento da segurança energética.</p> <p>Nesse sentido, ressaltamos que o argumento discutido pela ANP na Nota Técnica, não é condição suficiente para o reconhecimento de determinados custos como CAPEX. Vejamos:</p> <p>“Programas de manutenção preventiva e preditiva, como inspeções com pig instrumentado ou preservação de obras geotécnicas eventualmente envolvem grande esforço financeiro e, apesar de se enquadrarem como atividades tipicamente operacionais, observa-se a tendência de considerá-las como investimento pelo porte dos custos envolvidos.”</p> <p>Discordamos que sua classificação como CAPEX seja consequência dos altos custos envolvidos. O valor do desembolso não deve ser critério para a classificação de determinado rubrica como CAPEX ou OPEX. O ponto central da avaliação deve recair sobre a natureza da atividade – se recorrente ou pontual – e sobre as implicações dela para a durabilidade dos ativos e a respectiva segurança operacional.</p> <p>Nesse sentido, despesas que sejam pontuais, e que contribuam com a extensão da vida útil dos ativos, com o aumento da eficiência e/ou da segurança operacional, podem ser classificadas como CAPEX, uma vez que apresentam vantagens evidentes para a prestação adequada dos serviços de transporte de gás.</p>
3 (CSN)	Não	<p>A ANP poderia incentivar práticas que garantam a eficiência e a confiabilidade das redes, isso poderia englobar o Sustaining CAPEX. Essas práticas ajudam a assegurar que as redes operem de maneira eficiente e segura, beneficiando os consumidores com tarifas mais justas e serviços mais confiáveis.</p> <p>Porém, há casos que uma empresa investe em manutenção e melhorias de infraestrutura que não são realmente necessárias ou não trazem benefícios significativos para a operação. Por exemplo, se uma empresa decide substituir equipamentos que ainda estão em boas condições de funcionamento apenas para utilizar o orçamento de Sustaining CAPEX, isso pode resultar em gastos desnecessários sem melhorar a eficiência ou a confiabilidade do sistema.</p> <p>Ou também, quando os investimentos em Sustaining CAPEX são mal planejados e executados, levando a interrupções operacionais ou a custos adicionais. Isso pode acontecer se a empresa não realizar uma análise adequada das necessidades de manutenção e substituição, ou se não coordenar corretamente as atividades de manutenção com as operações diárias. Esses tipos de mau uso podem aumentar os custos operacionais a longo prazo e, em última análise, resultar em tarifas mais altas para os consumidores. Portanto, sem uma regulação que fiscalize a prática, o Sustaining CAPEX pode trazer malefícios aos usuários.</p>
5 (ENEVA)	Sim	<p>Sim. A tipologia Sustaining CAPEX refere-se a investimentos essenciais para garantir a boa manutenção operacional dos ativos integrantes do serviço de transporte, preservando a capacidade dos gasodutos nos níveis existentes. Embora se diferencie do CAPEX convencional pelo momento do dispêndio, ocorrendo ao longo da vida útil do projeto, sua incorporação na rubrica CAPEX é adequada, uma vez que se trata de despesas com ativos imobilizados, componente da valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA). Nesse sentido, entendemos como fundamental que a ANP realize uma avaliação rigorosa dos custos e sobrecustos incorridos pelos Transportadores. Eventuais falhas ou inconsistências na execução das obras não devem ser repassadas à tarifa paga pelos usuários da rede de transporte.</p>
7 (GALP)	Sim	<p>É desejável uma maior categorização dos custos associados ao sistema de transporte, para que seja observada uma maior acuracidade no cálculo das tarifas e sua respectiva estrutura tarifária, principalmente com a redução da vida útil dos ativos e as respectivas depreciações utilizadas e demais impactos observados.</p> <p>Dessa forma, a utilização da tipologia Sustaining CAPEX possibilita que seja feito um melhor gerenciamento das divisões relativas a esse tipo de Capex vis a vis os investimentos de manutenção, principalmente as despesas preventivas considerados como Opex.</p>
10 (MITSUI)	Sim	<p>Para aplicação desse conceito, os transportadores deveriam justificar a apresentação desse investimento e qual seria o benefício para o mercado, no momento da revisão tarifária. A partir das análises da Agência, após coleta das contribuições do mercado, o conceito poderá ser levado em consideração. No entanto, deve-se levar em consideração, que dado o modelo onde não há reversibilidade dos ativos (a "União", detentora do direito), avaliar também sob a luz dessa observação.</p>
11 (MTX)	Sim	<p>Deve ser incorporada uma vez que seu objetivo é o de manter a capacidade dos ativos existentes, mas desde que adequadamente incorporada na proposta tarifária, ou seja,</p>

		de acordo com a sua parcela relacionada ao período da tarifa a ser calculada, tendo em vista o timing do seu dispêndio e critérios aplicáveis de depreciação. Contudo, ela deve ser devidamente identificada na proposta tarifária e não alocada apenas de maneira geral como "CAPEX", uma vez que é necessário o detalhamento dos custos associados ao sistema de transporte, por meio de sua categorização na proposta tarifária, visando a análise pormenorizada desta. É preciso ainda observar o princípio da "gestão eficiente" de CAPEX, ou seja, que os investimentos aportados pelos Transportadores sejam realizados com a devida observância da gestão eficiente em prol da melhor relação custo/benefício aos carregadores do sistema de Transporte.
13 (PETRORECONCAVO)	Sim	A inclusão do Sustaining CAPEX na rubrica CAPEX da proposta tarifária pode ser vantajosa para as empresas, pois permite o reconhecimento de investimentos recorrentes na manutenção da infraestrutura, garantindo previsibilidade financeira, continuidade operacional e segurança das operações. Além disso, essa abordagem contribui para a sustentabilidade dos ativos, evitando sua deterioração ao longo do tempo e assegurando a confiabilidade do serviço de transporte. Também reduz a pressão sobre o OPEX, ao classificar corretamente a manutenção e substituição de equipamentos como CAPEX, beneficiando o fluxo de caixa das empresas. No entanto, sua implementação deve ser bem estruturada para equilibrar os interesses do setor e mitigar impactos tarifários excessivos.
15 (YARA)	Sim	Sustaining CAPEX representa investimentos indispensáveis para garantir a continuidade, confiabilidade e segurança da operação do sistema de transporte de gás natural, sem os quais a infraestrutura se deterioraria e comprometeria o serviço. Sua inclusão na base de CAPEX tarifário é justificada desde que respeitados controles regulatórios específicos. Recomenda-se que este esteja devidamente segregado do OPEX e do CAPEX de expansão, esteja identificado no plano de investimentos do transportador e seja alocado com rastreabilidade e vida útil definida. A inclusão do Sustaining CAPEX deve ser feita com atenção à devida classificação entre o que pode ser capitalizado e o que configura despesa operacional. Isso é fundamental para evitar aumento indevido da tarifa por via da remuneração financeira de itens que, pela sua natureza, deveriam ser tratados como custo operacional direto. Sugere-se que a ANP estabeleça limites de referência e critérios objetivos para essa classificação, assegurando que apenas investimentos com clara natureza de capitalização, vida útil mínima e impacto estruturante sejam aceitos.
16 (ARM)	Sim	Sim, <ul style="list-style-type: none"> • Sempre que sejam necessários para manter a infraestrutura existente em operação, garantindo a confiabilidade, segurança e a eficiência do sistema ao longo do tempo, promovendo a modicidade tarifária. • A ANP deveria submeter posteriormente à consulta o Plano de Contas da transportadora de forma a dar maior transparência. Novos investimentos deverão ter um nível de detalhamento mínimo em que se possa identificar os gastos que realmente contribuam para aumentar a vida útil dos ativos.
18 (QUANTUM)	Sim	Será importante definir em forma clara e transparente os critérios para a classificação de um custo como CAPEX.
19 (VEIRANO)	Sim	-
20 (ZENERGAS)	Sim	Sim e sugere-se a aplicação de plano de ativos de longo prazo tenha aprovação do regulador.
21 (COMGÁS)	Sim	Inicialmente, a categoria Sustaining CAPEX foi considerada apenas para inspeções críticas, como a passagem de pig, que são vitais para manter a segurança operacional dos ativos. No entanto, essa restrição poderia resultar na classificação de custos de manutenção como OPEX, aumentando assim a receita necessária. Diante disso, e levando em conta as práticas de inspeção e a importância de manter tarifas moderadas, parece apropriado que a nova metodologia tarifária adote uma abordagem mais inclusiva para a incorporação do Sustaining CAPEX. Neste contexto, como já discutido, a regulação tarifária precisa ser fundamentada em princípios de eficiência econômica, previsibilidade regulatória e modicidade tarifária. Isso implica que os custos reconhecidos nas tarifas devem ser estritamente necessários e alinhados com padrões de mercado, evitando gastos desnecessários ou ineficazes. A previsibilidade regulatória também é essencial, fornecendo aos operadores do setor a capacidade de planejar investimentos de maneira segura, em um ambiente regulatório claro e estável.
22 (CIGÁS)	Não	A inovação trazida pela AACE "Sustaining CAPEX" não deve ser incorporado ao CAPEX, pois Capital Expenditure trata-se de investimentos em ativos imobilizados, isto é,

		<p>aplicação de capital em novos bens e serviços ou em sua modernização, ampliação de capacidade para que sejam utilizados na produção de outros bens e serviços.</p> <p>Mais uma vez, se for considerado como CAPEX, tais valores serão remunerados a uma taxa de retorno que refletirá na(s) tarifa(s) de transporte. Diferentemente, se fosse considerada OPEX.</p>
23 (SULGÁS)	Sim	<p>A metodologia de Sustaining CAPEX permite que a rubrica do CAPEX englobe os custos incorridos para extensão da vida útil dos ativos ou para aumento da segurança energética. Pode, portanto, possibilitar uma estimativa de custos mais módica em comparação ao modelo de OPEX.</p> <p>Por outro lado, como OPEX trata do capital empregado para a conservação e manutenção dos ativos, pode haver confusão com o Sustaining CAPEX, razão pela qual é necessário um cuidado especial para evitar ambiguidades conceituais.</p>
24 (SEDE/MG)	Não	<p>A tipologia Sustaining CAPEX não deve ser incorporada ao conjunto de elementos do CAPEX na proposta tarifária para evitar ambiguidades no enquadramento de despesas operacionais (OPEX) e de capital (CAPEX). Como se trata de investimentos voltados à manutenção e operação de ativos existentes, há o risco de sobreposição com despesas operacionais recorrentes, comprometendo a transparência na definição da base de ativos tarifários. Dessa forma, é essencial que Sustaining CAPEX seja tratado separadamente, garantindo que apenas investimentos de capital sejam considerados no CAPEX e que os custos operacionais permaneçam corretamente alocados no OPEX.</p>
26 (ABEGÁS)	Sim	<p>A inclusão da tipologia Sustaining CAPEX deve ser considerada sempre que os gastos sejam necessários para manter a infraestrutura existente em operação, garantindo a confiabilidade, segurança e a eficiência do sistema ao longo do tempo, promovendo à modicidade tarifária.</p> <p>A inclusão da tipologia Sustaining CAPEX (gastos de capital para manutenção, substituição ou modernização de ativos existentes) na rubrica CAPEX das propostas tarifárias de redes de transporte de gás é um tema relevante, pois impacta a recuperação de investimentos e a segurança operacional. Importante que qualquer discussão no sentido de aplicação objetive manter a capacidade e a integridade dos ativos existentes, gerando menor custo do que investimentos de substituição. Ou seja, deve-se considerar que efetivamente produzem efeito de modicidade em relação ao modelo de OPEX onde comumente determinadas atividades são tratadas.</p> <p>Caberá classificar quais atividades estariam qualificadas para tal rubrica. Assim, diferenciar dos corriqueiros processos de Investimentos em expansão (investimentos em nova capacidade (ex: extensão de redes) e de custos operacionais (custos recorrentes de operação e manutenção) é uma tarefa necessária e cuja documentação deve ser bem estabelecida para que seja auditável.</p> <p>Um plano de gestão de ativos deve respaldar todas as atividades relacionadas e os valores envolvidos sujeitos a auditorias. Admite-se que, ao ser tratado de forma devida, a tipologia pode contribuir em questões relacionadas a segurança e confiabilidade, repartição de custos entre atuais usuários e futuros usuários beneficiados pelos processos contemplados.</p> <p>A auditoria deve considerar se os processos estão corretamente dimensionados às necessidades para evitar inflar a base regulatória e aumentar receitas tarifárias, exigir que critérios de adoção sejam detalhados na aprovação dos projetos, por meio de planos de gestão de ativos e análises de incremento de vida útil.</p> <p>Sugere-se que o Plano de ativos de longo prazo seja aprovado pelo regulador e contemple comparação de custos via benchmark, justificativas técnicas para implementação do Sustaining CAPEX, demonstrando os efeitos favoráveis no longo prazo, incluindo impacto financeiro, vinculando parte da remuneração a metas de redução de custos ou desempenho operacional.</p> <p>Separação contábil, com rubricas específicas para Sustaining CAPEX, distintas das demais rubricas de capex e opex são necessárias para efeito de demonstrações financeiras.</p>
27	Não	<p>Como exposto na nota técnica, pode haver complexidade na diferenciação entre OPEX e Sustaining CAPEX. A ANP pode incentivar práticas que garantam a eficiência e a confiabilidade das redes, incluindo o Sustaining CAPEX. No entanto, investimentos desnecessários ou mal planejados em Sustaining CAPEX podem resultar em gastos desnecessários, interrupções operacionais e custos adicionais, levando a tarifas mais altas para os consumidores. Sem regulação e fiscalização adequada, o Sustaining CAPEX pode trazer malefícios aos usuários.</p> <p>Ademais, consideramos as atividades listadas no referido documento: programas de manutenção preventiva e preditiva, como inspeções com pig instrumentado ou</p>

		<p>preservação de obras geotécnicas, como custos operacionais, e não como investimentos que deveriam ser incorporados à BRA. São atividades previsíveis e inerentes para a manutenção da confiabilidade do sistema. Na nossa visão, a consideração de tais atividades como investimentos a serem incorporados à BRA pode dar o incentivo incorreto às transportadoras pelo risco de elevarem seus gastos com manutenção para aumentar a sua remuneração por depreciação e custo de capital. Além disso, mesmo considerando que o montante dispendido para realização de algumas atividades seja elevado, não haveria prejuízo ao transportador visto que a metodologia de cálculo da RMP, por fluxo de caixa descontado, já inclui ex-ante a remuneração do OPEX, considerando a previsão temporal do desembolso. Dessa forma, consideramos prudente a inclusão na BRA apenas dos investimentos relativos a novos ativos imobilizados.</p>
28 (ABRAGET)	Sim	<p>Considerando que a ANP tenha validado a razoabilidade da necessidade e dos montantes dispendidos pela transportadora e que tais valores não tenham sido incluídos nas tarifas aprovadas para o ciclo anterior (no entanto, pode existir o cenário de a transportadora pleitear a remuneração de um Sustaining CAPEX incorrido cujo valor já estava considerado no cálculo tarifário do período em que foi executado).</p>
30 (ATGÁS)	Sim	<p>Os investimentos em Sustaining CAPEX são intervenções para melhorar a operação de ativos, garantindo eficiência e resiliência das infraestruturas. Exemplos incluem a substituição de equipamentos obsoletos, reparos em gasodutos, implementação de novas tecnologias e aprimoramento de medidas de segurança. Esses investimentos prolongam a vida útil dos ativos, reduzem custos ao consumidor e estão alinhados às normas contábeis nacionais e internacionais, como o CPC 27 - ATIVO IMOBILIZADO e a IFRS IAS 16.</p> <p>Diferenciando-se do OPEX, que envolve despesas operacionais recorrentes, o Sustaining CAPEX demanda desembolsos irregulares ao longo da vida do ativo, sem retorno imediato, mas com benefícios de longo prazo. Reguladores internacionais, como ACER (Europa), AER (Austrália) e ARSESP (Brasil), classificam tais gastos como CAPEX, reconhecendo sua importância para a confiabilidade do sistema. No setor elétrico, a ANEEL adota conceito semelhante para melhorias em ativos de transmissão e conforme estudo da PWC (2024), custos com substituições ou melhorias podem ser capitalizados quando estendem a vida útil ou aumentam a funcionalidade do ativo. Dado seu papel essencial na segurança e longevidade das infraestruturas, a ATGÁS solicita à ANP que classifique essas despesas como parte do CAPEX das transportadoras de gás natural, sob a rubrica Sustaining CAPEX.</p>
31 (CDU)		<p>A implementação indicada no questionamento deve ser bem estruturada para equilibrar os interesses do setor e mitigar impactos tarifários excessivos. Assim, para o melhor desenvolvimento de suas considerações, o Conselho de Usuários solicita mais informações acerca do tema.</p>
32 (FIESP)	Sim	<p>Sim, pois pode aumentar a vida útil dos equipamentos e com isso promover a redução tarifária com a extensão do uso dos equipamentos após sua amortização. Entretanto, esses investimentos devem ser controlados, para garantir o efeito desejado (sobrevivência dos equipamentos) e para que não haja risco operacional. Entretanto, é preciso definir regulatoriamente o que é classificado como Sustaining CAPEX, pois manutenção e supervisão ordinárias não devem compor esses custos. Além disso, a ANP deve estabelecer limites para o reconhecimento tarifário.</p>
35 (IBP)	Sim	<p>Do ponto de vista dos agentes atuantes no segmento, é desejável uma maior categorização dos custos associados ao sistema de transporte, para que seja observada uma maior acuracidade no cálculo das tarifas e sua respectiva estrutura tarifária, principalmente com a redução da vida útil dos ativos e as respectivas depreciações utilizadas e demais impactos observados.</p> <p>Dessa forma, o uso da tipologia do Sustaining Capex permite que seja feito um melhor gerenciamento das divisões relativas a esse tipo de Capex vis a vis os investimentos de manutenção, principalmente as despesas preventivas consideradas como Opex.</p> <p>É importante que a ANP tenha validado a razoabilidade da necessidade e dos montantes dispendidos pelas transportadoras e que tais valores não tenham sido incluídos nas tarifas aprovadas para o ciclo anterior. Caso o valor já tenha sido incluído nas tarifas anteriores, os mesmos valores não poderão ser pleiteados novamente às novas tarifas. No entanto, pode existir um cenário no qual a transportadora venha a requerer a remuneração de um Sustaining CAPEX, cujo custo já foi incorrido porém não foi acrescido às tarifas anteriores e que pode ser pleiteados as novas tarifas.</p>
37 (NTS)	Sim	<p>Os investimentos em Sustaining CAPEX são intervenções para melhorar a operação de ativos, garantindo eficiência e resiliência das infraestruturas. Exemplos incluem a</p>

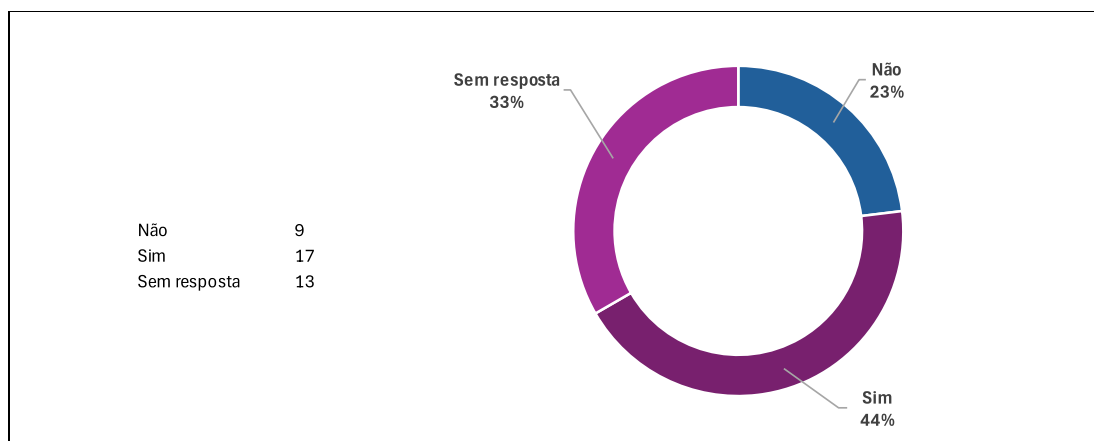
		<p>substituição de equipamentos obsoletos, reparos em gasodutos, implementação de novas tecnologias e aprimoramento de medidas de segurança. Esses investimentos prolongam a vida útil dos ativos, reduzem custos ao consumidor e estão alinhados às normas contábeis nacionais e internacionais, como o CPC 27 - ATIVO IMOBILIZADO e a IFRS IAS 16.</p> <p>Diferenciando-se do OPEX, que envolve despesas operacionais recorrentes, o Sustaining CAPEX demanda desembolsos irregulares ao longo da vida do ativo, sem retorno imediato, mas com benefícios de longo prazo. Reguladores internacionais, como ACER (Europa), AER (Austrália) e ARSESP (Brasil), classificam tais gastos como CAPEX, reconhecendo sua importância para a confiabilidade do sistema. No setor elétrico, a ANEEL adota conceito semelhante para melhorias em ativos de transmissão e conforme estudo da PWC (2024), custos com substituições ou melhorias podem ser capitalizados quando estendem a vida útil ou aumentam a funcionalidade do ativo.</p> <p>Dado seu papel essencial na segurança e longevidade das infraestruturas, a ATGás solicita à ANP que classifique essas despesas como parte do CAPEX das transportadoras de gás natural, sob a rubrica Sustaining CAPEX.</p> <p>Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.</p>
38 (TBG)	Sim	Ver contribuição ATGÁS.
39 (TAG)	Sim	<p>Os investimentos em Sustaining CAPEX são intervenções para melhorar a operação de ativos, garantindo eficiência e resiliência das infraestruturas. Exemplos incluem a substituição de equipamentos obsoletos, reparos em gasodutos, implementação de novas tecnologias e aprimoramento de medidas de segurança. Esses investimentos prolongam a vida útil dos ativos, reduzem custos ao consumidor e estão alinhados às normas contábeis nacionais e internacionais, como o CPC 27 - ATIVO IMOBILIZADO e a IFRS IAS 16.</p> <p>Diferenciando-se do OPEX, que envolve despesas operacionais recorrentes, o Sustaining CAPEX demanda desembolsos irregulares ao longo da vida do ativo, sem retorno imediato, mas com benefícios de longo prazo. Reguladores internacionais, como ACER (Europa), AER (Austrália) e ARSESP (Brasil), classificam tais gastos como CAPEX, reconhecendo sua importância para a confiabilidade do sistema. No setor elétrico, a ANEEL adota conceito semelhante para melhorias em ativos de transmissão e conforme estudo da PWC (2024), custos com substituições ou melhorias podem ser capitalizados quando estendem a vida útil ou aumentam a funcionalidade do ativo.</p> <p>Dado seu papel essencial na segurança e longevidade das infraestruturas, a ATGás solicita à ANP que classifique essas despesas como parte do CAPEX das transportadoras de gás natural, sob a rubrica Sustaining CAPEX.</p>

Questão 3

Itens como programas de inspeção com pigs instrumentados (inclusive escavação e recomposição da faixa para correlação de falhas indicadas em relatório) ou manutenção de obras geotécnicas devem ser considerados como elementos que agregam melhoria aos ativos e consequentemente devem ser incorporados a BRA? Justifique.

(a) Sim

(b) Não



--

ID	Resposta	Justificativa
1 (BRAVA)	Não	As intervenções devem demonstrar melhoria clara de performance do ativo, não se configurando como manutenções de rotina para conformidade regulatória e garantia de integridade.
2 (COMMIT)	Sim	Idem resposta à questão 3. Sempre que tais despesas contribuam com o aumento da segurança operacional e/ou com a extensão da vida útil dos ativos, é passível de capitalização e inclusão na BRA.
3 (CSN)	Não	Os itens mencionados não devem ser incorporados à Base de Remuneração dos Ativos (BRA). Essas atividades são parte da manutenção regular e necessária para garantir a integridade e a segurança dos ativos existentes. Elas não aumentam a capacidade ou a eficiência dos ativos, mas sim preservam suas condições operacionais. Incorporar esses custos à BRA poderia resultar em uma avaliação inflacionada dos ativos, podendo levar a tarifas elevadas para os consumidores. Portanto, é mais apropriado tratar esses custos como despesas operacionais correntes.
5 (ENEVA)	Não	Não. Fazemos referência ao inciso VII do Artigo 3º da Lei Federal nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), que define a Base Regulatória de Ativos (BRA) como o "conjunto de ativos diretamente relacionados à atividade de transporte de gás natural". Nesse sentido, entendemos que não se pode enquadrar atividades tipicamente operacionais como investimentos em ativos imobilizados, apenas por uma tendência de porte de custos envolvidos. Além disso, destacamos a necessidade de transparência na incorporação desses ativos à BRA, de modo, inclusive, retroativo. Os valores associados a esses investimentos devem ser amplamente divulgados aos agentes interessados e aos usuários da rede de transporte, garantindo previsibilidade e alinhamento com os princípios de publicidade e equilíbrio econômico-financeiro da regulação, com vistas à previsibilidade tarifária do sistema de transporte. Os itens supramencionados, representam custos eficientemente incorridos pela transportadora para operar, manter e reparar o sistema de transporte. E, como aponta a própria definição do que é BRA (VII do Artigo 3º da Lei Federal nº 14.134/2021), esta consiste na agregação de todo investimento pelo transportador durante a gestão da atividade de transporte. Dessa forma, ressaltamos que apenas os bens e instalações que possam vir a ser contabilizados no ativo imobilizado do empreendimento devem ser considerados na BRA. Dessa forma, dispêndios contabilizados como O&M não devem compor a Base Regulatória de Ativos. Em contrário, teríamos a dupla contagem destes valores. Isso impacta, portanto, o cálculo de valoração da BRA e, consequentemente, reflete na forma como a recuperação da Receita Máxima Permita (RMP) é distribuída aos usuários da rede de transporte.
7 (GALP)	Sim	Entendemos que os custos associados a qualidade técnica e padrões de segurança, principalmente se os mesmos estiverem tecnicamente fundamentados, não devem ser negligenciados. Ao nosso ver, não negligenciá-los seria uma atuação preventiva, uma vez que o impacto financeiro para correção destas falhas (materiais ou operacionais) após a sua concretização tende a ser elevados.
10 (MITSUI)	Não	Dado que os bens/ativos frutos da autorização para exploração dos serviços de transporte não são reversíveis, considerar o diferimento do custo ao longo período em que está causando benefício, assim classificando com OPEX, ao invés de CAPEX.
11 (MTX)	Sim	Os custos com programas de inspeção e manutenção que visem a garantia da qualidade técnica e dos padrões de segurança, desde que tecnicamente fundamentados e com efetiva realização, devem ser incorporados na Base Regulatória de Ativos (BRA), uma vez que isso garante a remuneração para a sua realização, garantindo que não haja negligenciamento neste sentido, para que assim sejam minimizados problemas que demandem manutenção corretiva e paradas que afetem negativamente toda a cadeia do gás natural, em especial o cliente final. Ocorre que, uma vez havendo tal inclusão, é imprescindível a manutenção e até o incremento da atuação da ANP em seu papel fiscalizador, de modo que estes custos aqui mencionados, agregados no cálculo das tarifas, não seja transformando em mero ônus financeiro para a cadeia que faz uso do transporte de gás natural.

13 (PETRORECONCAVO)	Sim	<p>A incorporação de itens como programas de inspeção com pigs instrumentados, incluindo escavação e recomposição da faixa para correlação de falhas, e manutenção de obras geotécnicas à Base Regulatória de Ativos (BRA) pode ser benéfica para as empresas carregadoras, desde que bem fundamentada.</p> <p>Essas atividades são essenciais para a integridade e segurança dos dutos, prevenindo falhas e prolongando a vida útil dos ativos. Ao serem incorporadas à BRA, esses investimentos podem ser recuperados ao longo do tempo via tarifa, garantindo previsibilidade financeira e incentivando a realização contínua dessas ações. Além disso, essa prática pode reduzir custos com correções emergenciais e minimizar riscos operacionais e ambientais.</p> <p>Por outro lado, a classificação desses itens na BRA deve seguir critérios claros para evitar distorções na definição do que é manutenção operacional (OPEX) e o que realmente agrega valor ao ativo como investimento em melhoria (CAPEX). Reguladores e stakeholders podem exigir justificativas técnicas detalhadas para garantir que apenas investimentos que, de fato, aumentam a eficiência e a longevidade dos ativos sejam considerados.</p> <p>Portanto, para as empresas carregadoras, essa prática pode ser interessante, pois possibilita a recuperação dos investimentos essenciais para a operação segura e eficiente dos dutos. Contudo, sua aplicação deve ser cuidadosamente estruturada para garantir alinhamento com as normas regulatórias e evitar impactos tarifários desnecessários.</p>
15 (YARA)	Não	<p>Embora atividades como inspeção com pigs instrumentados, escavações para verificação de falhas e manutenção de contenções geotécnicas sejam essenciais para a segurança e integridade operacional dos gasodutos, elas não configuram, por si só, melhorias permanentes ou ampliações do ativo regulado. Esses itens devem ser tratados como custos operacionais, pois visam à preservação da funcionalidade do ativo e não à sua extensão ou transformação estrutural.</p> <p>A incorporação desses itens à BRA inflaria artificialmente a base de ativos, gerando impacto tarifário indevido. As agências reguladoras internacionais normalmente incluem na base de ativos somente melhorias materiais e duradouras no ativo que podem ser capitalizadas. Recomenda-se que a ANP defina critérios objetivos e normativos para distinguir claramente entre manutenção operacional e investimento em melhoria do ativo, garantindo a modicidade tarifária e a integridade da base de ativos regulatórios.</p>
16 (ARM)	Sim	<p>Sim, desde que comprovadamente promovam eficiências de custo.</p> <ul style="list-style-type: none"> Nos casos em que forem identificados que os gastos estão relacionados com manutenções, que aumentam a eficiência, a flexibilidade ou a vida útil dos ativos, estes custos devem ser incorporados a BRA, devendo ser plenamente justificados. Caso contrário, os custos com inspeção não devem ser incorporados à BRA. Processos que vislumbrem a prevenção de falhas de suprimento e extensão da vida útil podem resultar em redução de custos e melhoria da eficiência. Gastos com inspeção e manutenção recorrentes, que não aumentam a capacidade ou a vida útil dos ativos, devem ser classificados como gasto.
18 (QUANTUM)	Sim	Conceito similar à Questão 2
19 (VEIRANO)	Sim	-
20 (ZENERGAS)	Sim	Sim, sempre verificada a real necessidade e prudência.
21 (COMGÁS)	Sim	<p>Baseado no conceito que tais inspeções agregam melhoria ou asseguram a correta operação dos ativos os valores devem ser incorporados a Base Regulatória de Ativos (BRA).</p> <p>Para a questão em discussão, é importante reforçar que a inclusão de gastos com inspeções na BRA deve ser cuidadosamente avaliada e justificada, particularmente quando tais gastos contribuem para a melhoria, eficiência, flexibilidade, ou prolongamento da vida útil dos ativos. Essa abordagem assegura que apenas os gastos que efetivamente adicionam valor aos ativos e aprimoram a operação do sistema sejam capitalizados.</p> <p>Portanto, ao considerar a capitalização de custos de manutenção na BRA, uma abordagem robusta, transparente e justificável é essencial para manter a integridade regulatória e garantir que a regulação atenda tanto às necessidades do negócio quanto às expectativas regulatórias e de mercado.</p>
22 (CIGÁS)	Não	Sugere-se que o regulamento a ser apresentado pela ANP que deve detalhar o que será classificado como CAPEX e OPEX.

23 (SULGÁS)	Sim	<p>Sempre que tais despesas contribuam com o aumento da segurança operacional e/ou com a extensão da vida útil dos ativos, é passível de capitalização e inclusão na BRA.</p> <p>No entanto, o caso apresentado de inspeções com pigs instrumentados não deveria receber tal enquadramento, é operação para a avaliação da integridade dos gasodutos, ou seja, é atividade característica da manutenção das redes e, como tal, uma despesa.</p> <p>Outro fator que não deve ser determinante para enquadramento como CAPEX é o porte dos custos envolvidos. O valor do desembolso não deve ser critério para a classificação de determinado rubrica como CAPEX ou OPEX. O ponto central da avaliação deve recair sobre a natureza da atividade – se recorrente ou pontual – e sobre as implicações dela para a durabilidade dos ativos e a respectiva segurança operacional.</p>
24 (SEDE/MG)	Não	<p>A inclusão de programas de inspeção com PIGs instrumentados na Base Regulatória de Ativos (BRA) requer uma definição mais clara sobre a tipologia de investimentos considerados no cálculo tarifário. Embora esses programas representem um esforço financeiro significativo, seu enquadramento deve respeitar a distinção entre despesas operacionais (OPEX) e investimentos de capital (CAPEX).</p> <p>Apesar de seu alto custo, a inspeção com PIGs instrumentados e a manutenção de obras geotécnicas são atividades típicas de conservação e manutenção dos ativos, não caracterizando ampliação de capacidade ou modernização estrutural.</p> <p>Assim, entendemos que esses custos não devem ser incorporados à BRA, pois já são reconhecidos como OPEX na estrutura tarifária vigente. No entanto, reconhecemos a importância da modernização da Resolução ANP nº 15/2014 para estabelecer critérios objetivos sobre a tipologia de investimentos que podem compor a BRA, garantindo previsibilidade regulatória e equilíbrio tarifário.</p>
26 (ABEGÁS)	Sim	<p>Sim, condicionado.</p> <p>Elementos ligados à integridade e segurança de ativos podem agregar longevidade. Processos que vislumbrem a prevenção de falhas, estabilidade geotécnica e extensão da vida útil também podem resultar em redução de riscos, falhas emergenciais, redução de custos e melhoria da eficiência. Neste sentido, seguindo o rigor identificado para o Sustaining CAPEX, programas como os indicados poderiam ser contemplados em rubricas de CAPEX.</p> <p>A identificação específica de processos que acarrete eficiência e extensão da vida útil é necessária para a correta incorporação na BRA. É imprescindível que exista um processo de identificação das atividades passíveis de serem considerados como CAPEX e que se documente a vantagem em relação a sua identificação como OPEX.</p> <p>No entanto, gastos com inspeção e manutenção recorrentes ou que não aumentam a capacidade ou a vida útil e segurança dos ativos, devem ser classificados como opex.</p>
27 (ABRACE)	Não	<p>Como exposto na resposta anterior, entendemos que não. Trata-se de atividades relacionadas à manutenção preventiva e que, independentemente do montante financeiro, não devem ser incorporadas à BRA. Caso contrário, no limite, todo tipo de inspeção ou manutenção poderia ser considerado como gastos sustaining, já que buscam assegurar ou prolongar o funcionamento dos equipamentos.</p>
28 (ABRAGET)	Sim	<p>Considerando as mesmas observações constantes da justificativa para a questão 2.</p>
30 (ATGÁS)	Sim	<p>A passagem de PIG instrumentado (inclusive escavação, recomposição da faixa para correlação de falhas indicadas em relatório e reparos) e a manutenção de obras geotécnicas devem ser classificadas como Sustaining CAPEX e incorporadas à Base Regulatória de Ativos (BRA) das transportadoras de gás natural. Esses investimentos garantem a integridade dos gasodutos, prevenindo falhas operacionais e riscos à segurança.</p> <p>Tanto no Brasil quanto no exterior, reguladores como ARSESP, Australian Energy Regulator, REN Gasodutos e CRE classificam despesas com inspeções e manutenção preventiva como CAPEX. No setor de distribuição de gás natural nacional, a ARSESP enquadra gastos de manutenção da COMGÁS em ambas as componentes tarifárias – OPEX e CAPEX. Internacionalmente, reguladores incluem inspeções internas, proteção contra corrosão e monitoramento geotécnico no CAPEX de transportadoras. Normas contábeis, como CPC 27 e IFRS IAS 16, sustentam que inspeções e melhorias que aumentam a vida útil dos ativos devem ser capitalizadas. Além disso, regulamentações da ANP, como o RTDT, impõem obrigações de integridade dos dutos.</p>

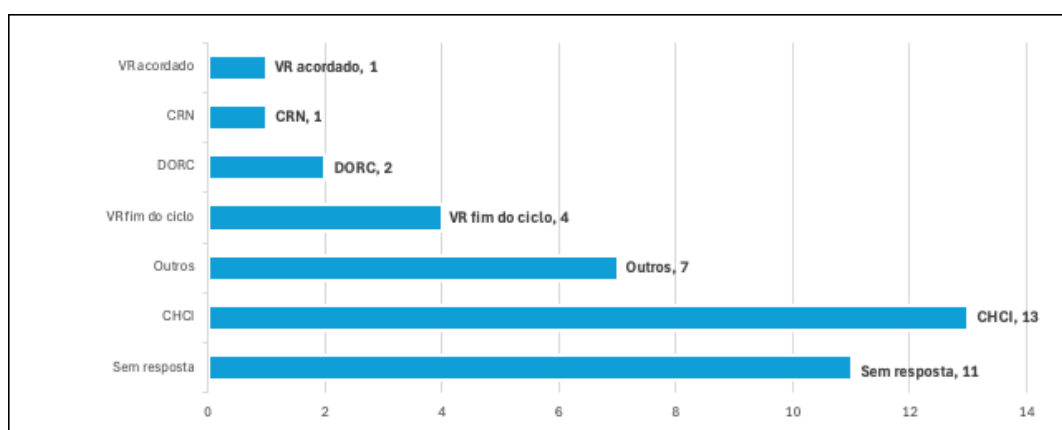
		Diante disso, a ATGás recomenda à ANP que reconheça os custos com inspeção de dutos e manutenção geotécnica como CAPEX, garantindo segurança e confiabilidade ao sistema de transporte de gás natural.
31 (CDU)		Para as empresas carregadoras, essa prática poderia ser positiva considerando que possibilitaria a recuperação dos investimentos essenciais para a operação segura e eficiente dos dutos. De outro lado, não está claro o impacto tarifário dessa alternativa, o que precisa de uma avaliação mais aprofundada pela ANP, de forma a demonstrar ao mercado a vantagem em relação a sua identificação como OPEX.
32 (FIESP)	Não	Não. Trata-se de manutenção preventiva. Salienta-se que regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas fazem parte do conceito de serviço adequado, segundo a Lei de concessões. Por isso, é obrigação da empresa buscar as melhores tecnologias e melhores práticas para garantir a segurança e a eficiência do fornecimento de gás.
35 (IBP)	Sim	É fundamental dar a devida atenção às ações relacionadas à qualidade técnica e aos padrões de segurança, especialmente quando baseadas em fundamentos técnicos sólidos. Ignorar os custos associados a esses aspectos pode acarretar consequências extremamente graves, tanto do ponto de vista financeiro quanto operacional. No caso do segmento de transporte de gás natural, eventuais falhas podem levar a interrupções do fornecimento, danos às infraestruturas e/ou ao meio ambiente, entre outros. Os custos para corrigir falhas materiais ou operacionais após sua ocorrência tendem a ser exponencialmente maiores do que os investimentos em prevenção. Por isso, a priorização de custos relacionados à qualidade técnica e aos padrões de segurança devem ser considerados como um investimento estratégico, e não uma despesa. A prevenção fundamentada em padrões técnicos rigorosos e de elevado embasamento técnico reduz custos de longo prazo e contribui para a integridade e confiabilidade do sistema e para a sustentabilidade da atividade no longo prazo.
37 (NTS)	Sim	A passagem de PIG instrumentado (inclusive escavação, recomposição da faixa para correlação de falhas indicadas em relatório e reparos) e a manutenção de obras geotécnicas devem ser classificadas como Sustaining CAPEX e incorporadas à Base Regulatória de Ativos (BRA) das transportadoras de gás natural. Esses investimentos garantem a integridade dos gasodutos, prevenindo falhas operacionais e riscos à segurança. Tanto no Brasil quanto no exterior, reguladores como ARSESP, Australian Energy Regulator, REN Gasodutos e CRE classificam despesas com inspeções e manutenção preventiva como CAPEX. No setor de distribuição de gás natural nacional, a ARSESP enquadra gastos de manutenção da COMGÁS em ambas as componentes tarifárias – OPEX e CAPEX. Internacionalmente, reguladores incluem inspeções internas, proteção contra corrosão e monitoramento geotécnico no CAPEX de transportadoras. Normas contábeis, como CPC 27 e IFRS IAS 16, sustentam que inspeções e melhorias que aumentam a vida útil dos ativos devem ser capitalizadas. Além disso, regulamentações da ANP, como o RTDT, impõem obrigações de integridade dos dutos. Diante disso, a ATGás recomenda à ANP que reconheça os custos com inspeção de dutos e manutenção geotécnica como CAPEX, garantindo segurança e confiabilidade ao sistema de transporte de gás natural. Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.
38 (TBG)	Sim	Ver contribuição ATGÁS.
39 (TAG)	Sim	A passagem de PIG instrumentado (inclusive escavação, recomposição da faixa para correlação de falhas indicadas em relatório e reparos) e a manutenção de obras geotécnicas devem ser classificadas como Sustaining CAPEX e incorporadas à Base Regulatória de Ativos (BRA) das transportadoras de gás natural. Esses investimentos garantem a integridade dos gasodutos, prevenindo falhas operacionais e riscos à segurança. Tanto no Brasil quanto no exterior, reguladores como ARSESP, Australian Energy Regulator, REN Gasodutos e CRE classificam despesas com inspeções e manutenção preventiva como CAPEX. No setor de distribuição de gás natural nacional, a ARSESP enquadra gastos de manutenção da COMGÁS em ambas as componentes tarifárias – OPEX e CAPEX. Internacionalmente, reguladores incluem inspeções internas, proteção contra corrosão e monitoramento geotécnico no CAPEX de transportadoras.

		<p>Normas contábeis, como CPC 27 e IFRS IAS 16, sustentam que inspeções e melhorias que aumentam a vida útil dos ativos devem ser capitalizadas. Além disso, regulamentações da ANP, como o RTDT, impõem obrigações de integridade dos dutos.</p> <p>Diante disso, a ATGás recomenda à ANP que reconheça os custos com inspeção de dutos e manutenção geotécnica como CAPEX, garantindo segurança e confiabilidade ao sistema de transporte de gás natural.</p>
--	--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Questão 4

Qual metodologia utilizar na valoração da BRA? Justifique.

- (a) Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) descontada a Depreciação;
 (b) Custo de Reposição Novo (CRN)
 (c) Custo de Substituição Otimizado Depreciado (Depreciated Optimized Replacement Cost – DORC);
 (d) Valor Residual acordado entre as partes (caso dos Contratos Legados)
 (e) Valor Residual do fim do ciclo regulatório anterior (para investimentos que já compõem a BRA)
 (f) Outros (Citar)



ID	Resposta	Justificativa
2 (COMMIT)	(a)	<p>A discussão sobre a valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) deve ser precedida por algumas questões anteriores, até o momento não devidamente endereçadas por esta agência reguladora.</p> <p>Primeiro, é fundamental que haja ampla transparência sobre a composição da BRA das transportadoras – prática amplamente difundida no elo da distribuição. Os ativos das transportadoras deveriam estar disponíveis para consulta dos usuários, com grau razoável de abertura, como: tipologia do ativo, pressão operativa, extensão, diâmetro, função sistêmica, momento de entrada em operação, local físico da instalação (se possível, georreferenciado), tempo de vida útil, valor de aquisição (em moeda original e corrigida), depreciação acumulada, etc.</p> <p>Segundo, é fundamental que haja transparência sobre como foram formadas as tarifas iniciais das transportadoras (conforme contratos legados). Sem que se tenha acesso a este racional, é impossível definir a depreciação do ativo (ao menos sob a ótica econômica). Cabe aqui destacar que, não necessariamente, há uma relação direta entre a vida útil do ativo e sua vida útil regulatória. Há inúmeros casos na regulação, nas quais a vida útil regulatória é inferior à vida útil física. Isso quer dizer que ativos ainda em operação, em bom estado operativo, podem já não ter mais valor residual econômico, uma vez que já foram integralmente reintegrados por meio das tarifas.</p> <p>Logo, sem que se conheça o racional de cálculo das tarifas iniciais, não é possível determinar qual o grau de depreciação da BRA – sob risco dos usuários pagarem, novamente, por ativos que já foram recuperados via tarifas.</p>
3 (CSN)	(f)	<p>Mais de uma metodologia.</p> <p>Para a valoração da Base de Remuneração dos Ativos (BRA) dos gasodutos de transporte no Brasil, a metodologia mais adequada para ativos novos e desvinculados dos contratos legados é o Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) descontada a</p>

		<p>depreciação (alternativa 'a'). Essa metodologia é recomendada por sua transparência, confiabilidade, ajuste à realidade econômica e consistência regulatória com as normas da ANP (RANP nº 015/2014). Observado também análise realizada pela SIM da valoração da BRA da TBG, de julho de 2018.</p> <p>Para a valoração dos contratos legados de transporte de gás natural da NTS e TAG, a melhor alternativa é a 'd' de Valor Residual acordado entre as partes (caso dos Contratos Legados). Porém, ressalta-se a necessidade de transparência na identificação dos ativos que estão sendo considerados no cálculo da BRA, atendendo ao PARECER n. 00002/2025/PFANP/PGF/AGU.</p>
5 (ENEVA)	(f)	<p>Outra.</p> <p>Sugerimos outra metodologia.</p> <p>Antes de tudo, entendemos que para que qualquer metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) seja eficiente, é fundamental garantir a transparência dos dados relacionados ao transporte de gás natural. Conforme emanado pela SIM/ANP na Nota Técnica nº 1/2025/SIM/ANP/RJ, com referência à ANP (2016), a transparência dos custos do transporte é essencial para a definição da tarifa ótima.</p> <p>Outro ponto que entendemos como essencial é a plena definição dos componentes da Base Regulatória de Ativos (BRA). Para isso, entendemos que o órgão regulador deve estabelecer na futura regulamentação os elementos constituintes da BRA que reflita o mercado de gás legislado na Lei Federal nº 14.134/2021. Dessa forma, como apontado na Nota Técnica, a definição da BRA impacta a expansão da malha de transporte e a decisão da propensão marginal a investir. Portanto, é fundamental que todas as variáveis que compõem a BRA sejam claramente estabelecidas pela Agência.</p> <p>Atualmente, na equação $BRAt+1 = BRAt + CAPEXt - DEPt - Baixat$, os agentes de mercado, sejam transportadoras ou usuários da rede, não possuem informações simétricas sobre os critérios adotados para cada item da fórmula. Essa falta de transparência pode ter contribuído para recentes "eventos indesejáveis relacionados a aumentos tarifários" (ANP, 2025) envolvendo as transportadoras NTS e TBG. Nesse sentido, julgamos diretrizes importantes (i) a transparência dos dados – hoje há um entrave do mercado de gás que limita a participação mais eficaz dos agentes no âmbito do processo de submissão e aprovação de proposta e revisões tarifárias – e (ii) definição detalhada dos elementos que devem compor a BRA (hoje carente de alinhamentos, considerando os recentes eventos indesejados ocorridos).</p> <p>Em termos da metodologia de valoração da BRA, entendemos que a adoção de uma Base Regulatória de Ativos a partir de um critério do contábil não garante coerência com o modelo econômico utilizado no ciclo anterior, podendo gerar ganhos ou prejuízos extraordinários aos transportadores, o que impacta na tarifa do consumidor. Entendemos que a metodologia de valoração da BRA do novo ciclo seja igual ao valor residual utilizado no cálculo da tarifa de transporte no ciclo tarifário anterior, corrigida pela inflação e acrescida do valor dos investimentos adicionais não previstos e do saldo atual da conta regulatória.</p> <p>A determinação da BRA de uma transportadora de gás natural desempenha um papel fundamental na fixação das tarifas durante um ciclo tarifário. Para assegurar uma abordagem equitativa e que promova a eficiência no setor de transporte de gás natural, é defensável que a BRA seja calculada considerando o valor residual do ciclo tarifário anterior, acrescido do valor residual dos ativos não previstos e do valor remanescente da conta regulatória.</p> <p>Em primeiro lugar, o valor residual do ciclo tarifário anterior é um componente essencial para a definição da BRA. Esse valor representa a parcela dos investimentos realizados em infraestrutura de transporte de gás natural que ainda não foi amortizada ao longo do ciclo tarifário anterior. Nesse sentido, entendemos que incluir esse valor na BRA é crucial para garantir que os investimentos anteriores sejam recuperados ao longo do tempo, incentivando a continuidade dos investimentos em expansão e melhoria da infraestrutura.</p> <p>No modelo de cálculo apresentado para o ciclo 2024-2028, existe a referência explícita a esse valor residual. Importante mencionar, como já salientado, que é de extrema importância que a memória de cálculo do ciclo anterior seja tornada pública para que se conheça qual foi o valor desse parâmetro adotado anteriormente. Além disso, o valor residual dos ativos não previstos é outra dimensão importante a ser considerada. Durante um ciclo tarifário, podem ocorrer situações imprevistas que exigem investimentos adicionais na infraestrutura, como a substituição de componentes desgastados ou a adaptação a novas</p>
7	(e)	Sem comentários adicionais a contribuição

<p>(GALP)</p> <p>10 (MITSUI)</p>	(a)	<p>Considerando que não existe a devida transparência sobre a base de ativos dos contratos legados e que eles precisam ser respeitados, considerando ainda que a ausência de expansão dos investimentos e de processos de revisão tarifária que auxilie no entendimento nos custos para prestação do serviço de transporte bem como nos investimentos. A regulamentação carece de amadurecimento e entendimento das poucas transportadoras que operam no Brasil e de referências internacionais que permitam complementar essas lacunas. Portanto, nesse momento, talvez valha valorar a BRA considerando o CHCI descontada a depreciação também corrigida, para que ao final do período de amortização econômica considerado o valor do ativo seja igual a zero.</p> <p>É importante deixar claro que, não sendo possível detalhar a base de ativos dos contratos legados, se delimite o seu final em não apenas em execução contratual em si, mas dos seus efeitos sobre as revisões tarifárias subsequentes.</p>
<p>11 (MTX)</p>	(a)	<p>Trata-se da metodologia que melhor atenderia as necessidades de valoração da BRA.</p>
<p>13 (PETRORECONCAVO)</p>	(c)	<p>O Custo de Substituição Otimizado Depreciado (DORC) se apresenta como a metodologia mais equilibrada para a valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA), pois garante que o valor dos ativos esteja alinhado com os custos de reposição, sem subestimar ou superestimar seu valor. Além disso, incentiva a eficiência ao otimizar a substituição dos ativos, evitando custos excessivos na base tarifária e equilibrando investimentos com a modicidade tarifária. Outro benefício é a mitigação de impactos tarifários abruptos, já que a depreciação dos ativos é considerada conforme seu tempo de uso e condição técnica, protegendo tanto as empresas carregadoras quanto os usuários do serviço. O DORC também está alinhado com práticas regulatórias internacionais, promovendo previsibilidade e aderência a padrões globais. Dessa forma, essa metodologia proporciona uma valoração justa dos ativos, estimula investimentos eficientes e minimiza impactos tarifários indesejados, sendo uma escolha estratégica para as empresas carregadoras.</p>
<p>14 (SHELL)</p>	(e)	<p>Na visão da Shell, considerando o atual momento, a metodologia do Valor Residual do fim do ciclo tarifário deve ser a metodologia utilizada na valoração da Base de Remuneração dos Ativos (BRA).</p> <p>A regulamentação do segmento de transporte ainda está se consolidando e esta metodologia, comparada com as demais, seria a mais facilmente implementada, e mantém consistência com as avaliações realizadas entre ciclos tarifários, garantindo que o cálculo da remuneração se dê no valor remanescente, ainda não remunerado.</p> <p>Por outro lado, importante reforçar que, com o amadurecimento do segmento e no médio prazo, a Shell acredita que a metodologia do custo de reposição novo (CRN) seria a mais adequada, uma vez que proporciona mais transparência.</p> <p>Esta metodologia estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, considerando todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.</p> <p>Como melhores práticas, existe todo um arcabouço consolidado no setor elétrico, seja no segmento de transmissão - ANEXO LX Módulo 9: Concessionárias de Transmissão Submódulo 9.1 - REVISÃO PERIÓDICA DAS RECEITAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE TRANSMISSÃO. Versão 4.4 - ou de distribuição - ANEXO XV Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição. Submódulo 2.3 - BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA</p> <p>No segmento de transmissão, em linhas gerias, os ativos que compõem a base de remuneração aprovada na revisão periódica anterior compõem a base “blindada”, excluindo as movimentações ocorridas (baixas e depreciação) retirando a depreciação. Já a base incremental é composta dos investimentos novos, após autorizados por ato específico da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e valorados através da metodologia do VNR.</p> <p>A Shell entende que para a implementação desta metodologia existe um rito a ser estabelecido pela ANP, principalmente na composição dos valores de cada ativo a serem utilizados como referência, impossibilitando sua implementação no curto prazo. Sendo assim, de imediato, a opção defendida seria da metodologia do Valor Residual do fim do ciclo tarifário e, como sugestão, de maneira concomitante, a abertura de consulta pública específica para uma avaliação ampla das diferentes metodologias de valoração da base de remuneração de ativos, avaliando prós e contras e utilizando o setor elétrico como boas práticas. É essencial o estabelecimento de uma metodologia mais robusta, considerando a fortificação do mercado de gás natural e possível ampliação do número de transportadoras.</p>

15 (YARA)	(a)	<p>A metodologia de valoração da BRA deve combinar os princípios de justiça regulatória, prevenção de remuneração indevida de ativos já depreciados e evitação de distorções contábeis ou tarifárias.</p> <p>O CHCI é a metodologia mais compatível com esses objetivos, sendo: rastreável e auditável, alinhada com a prática de outras agências nacionais, consistente com os princípios da modicidade tarifária.</p> <p>A ANP deve evitar abordagens que misturem metodologias conceitualmente distintas, como a média entre CHCI e CRN, utilizadas em revisões anteriores. Essa prática não encontra respaldo nas boas práticas internacionais e compromete a coerência da base de ativos. Independentemente da metodologia adotada, a BRA deve ser apresentada de forma pública, detalhada e auditável. A falta de acesso à BRA prejudica o acompanhamento regulatório e a previsibilidade tarifária. Caso excepcionalmente se considere o uso de CRN ou DORC, deve-se exigir a criação de banco de preços confiável e auditado. Além disso, os ativos devem ser incorporados à BRA apenas após entrarem efetivamente em operação, em linha com a prática adotada pela ANEEL. Sugere-se ainda a fixação de limites máximos por ativo ou transportador, com base em benchmarking nacional e internacional, como forma de conter o risco de inclusão de investimentos superdimensionados.</p>
16 (ARM)	(f)	<p>Uma combinação entre CHCI, CRN e VRFCR</p> <ul style="list-style-type: none"> • Seria mais efetivo que a discussão da BRA fosse precedida de maior transparência prévia sobre os ativos e a transparência dos contratos legados. Cabe ressaltar que somente deveriam ser considerados na BRA aqueles bens e instalações destinados à exploração da atividade de transporte de gás, expressamente autorizados previamente pela ANP. Apenas os bens e instalações autorizados pela ANP e considerados necessários à prestação de serviço de transporte poderão compor a Base Regulatória de Ativos para o estabelecimento da Receita Máxima Permitida. • A utilização do Valor Residual do fim do ciclo regulatório anterior (para investimentos que já compõem a BRA), se trata de uma metodologia simples e de fácil aplicação, reduzindo a complexidade nos cálculos contábeis e regulatórios. Apresenta maior previsibilidade para os agentes do setor, uma vez que os valores não sofrem variações. Também facilita os processos de auditoria na medida que mantém consistência ao longo dos ciclos regulatórios. Os ativos, tanto da NTS quanto da TAG, têm uma média igual ou superior a 20 anos, e seria importante saber como esses ativos foram depreciados, e se a depreciação foi realizada de forma acelerada e que essa informação seja demonstrada ativo por ativo conforme o Plano de Contas das Transportadoras. • Outra possibilidade seria a utilização na Base Regulatória de Ativos – A BRA inicial, relativa aos gasodutos já em operação, seria valorar considerando o menor valor entre: I - o 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 dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da Tarifa de Transporte; III - o valor dos ativos resultante da aplicação de metodologias alternativas e amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da Tarifa de Transporte. • O uso do CRN, exige informações mais detalhadas e atualizadas sobre os preços de mercado e as especificações técnicas dos ativos, o que demandará recursos e tempo para a busca de dados caso a ANP não disponha de um banco próprio. • É comum em processos de desverticalização, como foi o caso da venda da TAG e da NTS ser realizada uma reavaliação pelo regulador da BRA antes da 1ª revisão da RMP na medida que os gasodutos nacionais entraram em operação antes da publicação da RANP 15, em um período onde não se registrava ou controlava a evolução das bases de ativos das transportadoras. • A transição de um regime de livre negociação de tarifas para um regime de tarifas reguladas necessita de cuidados adicionais, para garantir que a remuneração regulatória esteja alinhada ao custo econômico de manter e operar os ativos, evitando sobrevalorização que poderia resultar em tarifas injustificadamente altas para os usuários. • Para determinar o Custo de Reposição Novo (CRN), a ANP deveria elaborar, conforme as melhores práticas internacionais, resoluções definindo os valores unitários de referência para investimento em instalações de transporte de gás natural. Como exemplo desta prática, temos a Circular n.º 8/2020, de 2 de dezembro de 2020, da CNMC, que estabelece os valores unitários de referência de investimento, operação e manutenção em instalações de transporte de gás natural.

		<ul style="list-style-type: none"> • É fundamental a previsibilidade no ambiente regulatório, mas isso não deve restringir os ajustes necessários para que as tarifas reflitam as condições dinâmicas do mercado. A interpretação do Artigo 44 da Nova Lei do Gás deve ser realizada com bom senso e critério, de forma a garantir que a preservação da receita não venha prejudicar o acesso equitativo e a eficiência do transporte.
18 (QUANTUM)	(b)	<p>O primeiro ponto a destacar é que, independente da metodologia de avaliação a ser adotada, o cálculo deverá ser transparente. Todos os agentes interessados devem ter acesso à informação utilizada na estimativa da BRA para poder verificar os cálculos e apresentar eventuais comentários e contribuições.</p> <p>Também será fundamental tornar transparente o procedimento de cálculo das tarifas iniciais dos denominados contratos legados, de modo de estimar o nível dos investimentos existentes que já foram reintegrados por médio das tarifas. Conhecendo o racional do cálculo das tarifas iniciais, é possível estimar qual o grau de reintegração regulatória dos ativos dos transportadores para evitar que no futuro os usuários continuem pagando pelos ativos que já foram totalmente reintegrados via tarifas.</p> <p>No que se refere à metodologia de valoração da BRA, baseado na premissa de incorporar a eficiência no cálculo das tarifas do serviço de transporte de gás natural (Nova lei de gás) é recomendável a adoção da metodologia CRN.</p> <p>A partir das práticas empregadas no setor de distribuição de gás natural, a valoração poderá ser realizada por uma avaliadora independente contratada com essa finalidade. A ANP deverá criar um registro de empresas qualificadas para elaborar o laudo de valoração da BRA empregando a metodologia CRN.</p> <p>Outra opção é o desenvolvimento de uma ferramenta ou modelo de estimação da BRA. Na Colômbia, a agência reguladora (CREG) desenvolveu um modelo de valoração dos dutos de transporte e as estações de compressão. Este modelo (Resolução CREG Nº 160 – 2020) utiliza uma abordagem baseada num valor base ao qual são aplicados multiplicadores conforme a complexidade do traçado e outros fatores.</p> <p>A valoração poderá incorporar uma depreciação (ou vida útil residual) baseado no uso, antiguidade ou nível de reintegração regulatória do ativo. O cálculo também poderá considerar um índice de aproveitamento da infraestrutura de rede, que ajuste o valor CNR depreciado no caso de uma subutilização ineficiente.</p> <p>Outro elemento importante é que a metodologia escolhida não deverá gerar demoras no processo de revisão tarifária, assim, se a ANP ponderar que a adoção do mecanismo de valoração CNR irá requer de um prazo maior ao disponível para o processo tarifário, nesse caso será preferível a adoção de outra metodologia mais simples e expedita, como o CHCI. A metodologia CHCI é a mais simples de calcular, mantendo o valor original investido e incorporando os efeitos de inflação e a respectiva depreciação dos ativos. No entanto, ela pode carregar alguma ineficiência do passado e não reflete a evolução da melhoria dos ativos no tempo.</p>
19 (VEIRANO)	(f)	<p>A valoração inicial da BRA para gasodutos em operação deve considerar o menor valor entre: (i) o valor atual dos ativos, descontada a depreciação e amortização; (ii) o custo de reposição dos ativos, também com esses descontos aplicados; e (iii) valores obtidos por metodologias amplamente aceitas pelo mercado. Esse critério busca assegurar uma avaliação justa e transparente da infraestrutura existente.</p> <p>A ANP deve garantir total transparência sobre o Valor Residual dos investimentos realizados antes da venda das transportadoras, especialmente no caso da TAG e da NTS, cujos ativos possuem mais de 20 anos. A forma como foram depreciados deve ser demonstrada individualmente, pois uma depreciação acelerada pode reduzir a BRA a valores insignificantes, impactando a precificação das tarifas.</p> <p>Embora a metodologia de Custo de Reposição seja reconhecida, ela confere maior discricionariedade ao transportador, dificultando o monitoramento pelo regulador. Dessa forma, a definição da BRA deve ser precedida de análises em diferentes cenários para evitar distorções e garantir equilíbrio regulatório. Além disso, a transição para um regime regulado exige medidas que evitem a supervalorização da BRA e assegurem tarifas justas para os usuários.</p> <p>Para determinar o CRN, a ANP deveria estabelecer valores unitários de referência para investimentos em infraestrutura de transporte de gás, alinhando-se às melhores práticas internacionais, como os parâmetros definidos na Circular nº 8/2020 da Comissão Nacional de Mercados e Concorrência da Espanha. Essa padronização contribuiria para maior previsibilidade e coerência na definição dos valores regulatórios.</p> <p>Há grande preocupação com a manutenção de uma metodologia inteiramente discricionária para a valoração da BRA nos Contratos Legados. Caso os ativos</p>

		<p>depreciados sejam devidamente contabilizados conforme as melhores práticas de mercado, a Receita Máxima Permitida poderia sofrer uma redução significativa, chegando a 51% no caso da NTS. Dado que as capacidades liberadas no âmbito dos ARFs estarão sujeitas ao regime tarifário desses contratos, é essencial que se estabeleça uma metodologia mais adequada para a valoração da BRA, garantindo transparência e previsibilidade ao setor.</p> <p>A manutenção de receita tem o objetivo de garantir estabilidade financeira aos transportadores, mas não pode comprometer o equilíbrio regulatório e concorrencial. O princípio do acesso não discriminatório exige que a infraestrutura esteja disponível em condições justas e transparentes para diferentes agentes do mercado. Além disso, o conceito de retorno adequado deve refletir um equilíbrio entre investimento e risco, evitando subsídios ou rentabilidades desproporcionais. Assim, a transição para o modelo de entrada e saída busca criar um ambiente mais eficiente e competitivo, reduzindo barreiras de acesso e otimizando a infraestrutura existente.</p>
20 (ZENERGAS)	(a)	No caso, sempre considerar a depreciação utilizada nos contratos legados.
21 (COMGÁS)	(f)	<p>Híbrido</p> <p>A utilização do CHCI descontada a depreciação, também corrigida pela inflação, garante que sejam refletidos nas tarifas os reais investimentos imobilizados no sistema de transporte bem como sua atualização monetária até a data da definição das tarifas. É essencial garantir transparência completa sobre a BRA das transportadoras, uma prática comum no segmento de distribuição. Os detalhes dos ativos das transportadoras, incluindo tipo, pressão operativa, extensão, diâmetro, função no sistema, data de entrada em operação, localização (preferencialmente com dados georreferenciados), tempo estimado de vida útil, custo de aquisição ajustado pela inflação, e depreciação acumulada, deveriam estar acessíveis para consulta pública. Em segundo lugar, é crucial ter clareza sobre como as tarifas iniciais das transportadoras foram estabelecidas, especialmente em relação aos contratos legados. Sem acesso a essas informações, torna-se desafiador determinar a depreciação econômica dos ativos. É importante notar que a vida útil regulatória de um ativo nem sempre corresponde à sua vida útil física. Em muitos casos regulatórios, a vida útil econômica regulatória de um ativo é mais curta que sua vida útil física, indicando que, embora ainda estejam operacionais e em boas condições, esses ativos podem não possuir mais valor econômico residual, pois seus custos já foram completamente recuperados através das tarifas. A ANP deve garantir total transparência sobre o Valor Residual dos investimentos realizados antes da venda das transportadoras, especialmente no caso da TAG e da NTS, cujos ativos possuem mais de 20 anos. A forma como foram depreciados deve ser claramente demonstrada, ativo por ativo, pois uma depreciação acelerada pode resultar em uma BRA próxima de zero. Dada a relevância de manter uma metodologia transparente e consistente que reflète os custos econômicos reais de operação e manutenção dos ativos, consideramos essencial adotar uma abordagem que combine o CHCI, descontando a depreciação, e o CRN. A metodologia escolhida deve ser aquela que resulte no menor valor, promovendo tarifas justas e evitando inflações desnecessárias que podem impactar os usuários finais. A metodologia CHCI, que ajusta o valor original investido pelos efeitos inflacionários e depreciação, é aquela mais simples de calcular e verifica-se facilmente. Embora seja uma prática comum no setor de gás no Brasil devido à sua simplicidade, a ANP deve manter uma vigilância rigorosa sobre os planos de investimento e a aquisição de custos para assegurar que essa metodologia não perpetue ineficiências. Por outro lado, a metodologia CRN é mais complexa e utilizada globalmente, especialmente em contextos regulatórios incentivados. Esta abordagem requer que a ANP conduza inspeções detalhadas dos ativos e estabeleça um banco de preços de referência para cada tipo de ativo. A vantagem do CRN é que ele reflète mais precisamente as condições atuais do mercado, incorporando avanços tecnológicos e promovendo eficiência operacional ao longo do tempo. Contudo, é importante notar, conforme mencionado em uma nota técnica da ANP, que atualmente falta no país um banco de preços referencial robusto que apoie a implementação efetiva do CRN. A garantia de receita prevista no Art. 44 da Lei do Gás não deve isolar os Contratos Legados das diretrizes regulatórias para ajuste de tarifas. A manutenção de receita, embora forneça estabilidade financeira, deve ser equilibrada com a necessidade de um setor competitivo e eficiente. A transição para um modelo de entrada e saída busca promover essa eficiência, reduzindo assimetrias e incentivando o uso adequado da infraestrutura. A previsibilidade regulatória é crucial, mas não deve impedir ajustes regulatórios necessários que alinhem as tarifas</p>

		às exigências de um mercado em evolução. A razoabilidade deve guiar a interpretação do Artigo 44, assegurando que a manutenção da receita não sobreponha injustamente o acesso não discriminatório e os retornos justos.
22 (CIGÁS)	(a)	<p>A questão colocada busca simplificar a escolha do método com base em premissas metodológicas. No entanto, como é de amplo conhecimento dessa ANP, a pergunta esbarra em barreiras que comprometem qualquer avaliação. Tais barreiras estão relacionadas à transparência e disponibilidade de informações para que se efetue plenamente uma contribuição. Por exemplo, não é conhecido o teor dos contratos legados e as informações de BRA das Transportadoras. Diante de tais pontos, a indicação e discussão pública quanto ao método pode tornar-se inócua.</p> <p>A alternativa cabível, neste momento, é a avaliação de todos os cenários e aplicação daquele que representa um cenário de modicidade tarifária, entendendo como módica a tarifa que permite a continuidade dos serviços com segurança e confiabilidade. É comum em processos de desverticalização, como foi o caso da venda da TAG e da NTS ser realizada uma reavaliação pelo regulador da BRA antes da 1ª revisão da RMP. Excetuando o gasoduto GASIG, todos os gasodutos nacionais entraram em operação antes da publicação da RANP 15, que poderia levar a dificuldades de registro ou controle da evolução das bases de ativos das transportadoras, e as tarifas eram determinadas por livre negociação.</p> <p>Portanto, a transição de um regime de livre negociação de tarifas para um regime de tarifas reguladas necessita de cuidados adicionais, para garantir que a remuneração regulatória esteja alinhada ao custo econômico de manter e operar os ativos, evitando sobrevalorização que poderia resultar em tarifas injustificadamente altas para os usuários.</p> <p>Independente da metodologia adotada, considera-se, para efeito do cálculo do residual, que a depreciação total dos bens ocorra, inclusive, com o término dos contratos legados associados e não se admitindo valores residuais. Ou seja, salvo investimentos marginais realizados para manter a integridade dos ativos originais, a expectativa é de que tais ativos estejam totalmente depreciados.</p> <p>A proteção de receita estabelecida no Artigo 44 da Lei do Gás não deve excluir os Contratos Legados das normas regulatórias para revisão tarifária. Embora a estabilidade financeira proporcionada por essa proteção seja crucial, ela deve ser harmonizada com a necessidade de fomentar um setor tanto competitivo quanto eficaz.</p> <p>É essencial manter a previsibilidade no ambiente regulatório, mas isso não deve restringir os ajustes necessários para que as tarifas reflitam as condições dinâmicas do mercado. A interpretação do Artigo 44 deve ser conduzida com sensatez, garantindo que a preservação da receita não prejudique de forma desproporcional o acesso equitativo e os retornos justos para todos os envolvidos.</p>
23 (SULGÁS)	(a)	<p>O custo histórico corrigido pela inflação, descontada a depreciação, segue a mesma sistemática dos contratos de distribuição de gás pelos Estados, implicando na justa remuneração dos investimentos efetivamente realizados.</p> <p>Ademais, diante da centralidade da valoração da BRA para a definição da Receita Máxima Permitida das transportadoras, sugerimos que seja conferido o maior nível de transferência possível para ela, inclusive em relação aos contratos legados, que não podem ser tratados como fonte de receita garantida para as transportadoras (cf. art. 9º da Lei nº 14.134/2021).</p> <p>Por fim, considerando que o investimento das transportadoras nas suas infraestruturas foi feito no início dos anos 2000, espera-se que uma parcela expressiva destes ativos já tenha sido depreciada e, por conta disso, não sejam contabilizados diretamente na BRA.</p>
24 (SEDE/MG)	(c)	Considerando o incentivo à atração de investimentos e a maior liberdade de mercado, o DORC promove um equilíbrio entre o investimento necessário e a eficiência de mercado, ao otimizar custos e considerar a depreciação dos ativos.
26 (ABEGÁS)	(a)	<p>Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) descontada a depreciação, considerando a depreciação utilizada nos contratos legados.</p> <p>A questão colocada busca simplificar a escolha do método com base em premissas metodológicas. No entanto, como é de amplo conhecimento dessa ANP, a pergunta esbarra em barreiras que comprometem qualquer avaliação. Tais barreiras estão relacionadas à transparência e disponibilidade de informações para que se efetue plenamente uma contribuição. Por exemplo, não é conhecido o teor dos contratos legados e as informações de BRA das Transportadoras. Diante de tais pontos, a indicação e discussão pública quanto ao método pode tornar-se inócua.</p>

		<p>A alternativa cabível, neste momento, é a avaliação de todos os cenários e aplicação daquele que representa um cenário de modicidade tarifária, entendendo como módica a tarifa que permite a continuidade dos serviços com segurança e confiabilidade.</p> <p>É comum em processos de desverticalização, como foi o caso da venda da TAG e da NTS ser realizada uma reavaliação pelo regulador da BRA antes da 1ª revisão da RMP. Excetuando o gasoduto GASIG, todos os gasodutos nacionais entraram em operação antes da publicação da RANP 15, que poderia levar a dificuldades de registro ou controle da evolução das bases de ativos das transportadoras, e as tarifas eram determinadas por livre negociação.</p> <p>Portanto, a transição de um regime de livre negociação de tarifas para um regime de tarifas reguladas necessita de cuidados adicionais, para garantir que a remuneração regulatória esteja alinhada ao custo econômico de manter e operar os ativos, evitando sobrevalorização que poderia resultar em tarifas injustificadamente altas para os usuários.</p> <p>Independente da metodologia adotada, considera-se, para efeito do cálculo do residual, que a depreciação total dos bens ocorra, inclusive, com o término dos contratos legados associados e não se admitindo valores residuais. Ou seja, salvo investimentos marginais realizados para manter a integridade dos ativos originais, a expectativa é de que tais ativos estejam totalmente depreciados.</p> <p>A proteção de receita estabelecida no Artigo 44 da Lei do Gás não deve excluir os Contratos Legados das normas regulatórias para revisão tarifária. Embora a estabilidade financeira proporcionada por essa proteção seja crucial, ela deve ser harmonizada com a necessidade de fomentar um setor tanto competitivo quanto eficaz.</p> <p>É essencial manter a previsibilidade no ambiente regulatório, mas isso não deve restringir os ajustes necessários para que as tarifas reflitam as condições dinâmicas do mercado. A interpretação do Artigo 44 deve ser conduzida com sensatez, garantindo que a preservação da receita não prejudique de forma desproporcional o acesso equitativo e os retornos justos para todos os envolvidos.</p>
27 (ABRACE)	(d)	<p>Sugerimos a aplicação da metodologia indicada na alternativa “d” (Valor Residual acordado entre as partes) para os ativos remunerados pelos contratos legados, cuja metodologia foi estabelecida na determinação das tarifas constantes nestes contratos. Neste caso, cabe mencionar que as tarifas não foram meramente negociadas entre as partes, mas a metodologia de cálculo (depreciação e valor residual) foi também aprovada e homologada pela ANP. Dessa forma, entendemos não haver alternativa ao que foi, inicialmente, aprovado pelo regulador.</p> <p>Ademais, importa ressaltar que os ativos vinculados aos atuais contratos legados (TAG e NTS) não devem ter o mesmo tratamento regulatório dos ativos que estavam vinculados ao TCQ (TBG). Para estes últimos, a ANP não considerou a metodologia acordada entre as partes, sob a justificativa de não a ter homologado. Para os primeiros – contratos legados em vigor nos sistemas TAG e NTS – houve a participação do regulador na aprovação tarifária.</p> <p>Por fim, sugerimos a aplicação da alternativa “a” (Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI) descontada a depreciação) para novos ativos e aqueles desvinculados dos contratos legados.</p>
28 (ABRAGET)	(e)	<p>O valor residual do ciclo regulatório anterior representa o valor remanescente (ainda não remunerado) dos ativos para os ciclos tarifários posteriores e é, portanto, conceitualmente o valor da BRA para ativos existentes. Entendemos que qualquer definição de BRA que não guarde coerência com o valor residual econômico estabelecido inicialmente irá distorcer o retorno de capital regulado e aprovado pela ANP para os ativos.</p> <p>Vale destacar que considerar o valor residual do fim do ciclo regulatório anterior é importante principalmente neste momento, pois está sendo estabelecido um critério de valoração após os contratos legados já terem sido celebrados. Ou seja, o mais adequado é observar as premissas utilizadas no cálculo tarifário anterior, uma vez que na RANP 15/2014 não foi prevista uma “regra de transição” que considerasse o fato de que as tarifas já estabelecidas se basearam em premissas específicas.</p>
29 (ABIQUIM)	(f)	<p>Conforme Decreto 10.712/2021, Art. 26, trata-se de obrigação dos operadores de infraestrutura a apresentação da base de ativos regulatória, que considere a depreciação dos ativos, a amortização do investimento e a remuneração do capital. Logo, independente da metodologia que se venha adotar de valoração dos ativos, é fundamental que a base seja entregue à ANP e tornada pública imediatamente, a fim de garantir a transparência requerida de um processo de revisão tarifária.</p>

		<p>A respeito da metodologia de valoração dos ativos, algumas observações são necessárias.</p> <p>Primeiro, não se deve reproduzir a metodologia adotada na revisão tarifária de 2019, que aplicou a média aritmética entre dois métodos regulatórios distintos - custo histórico corrigido pela inflação (CHCI) e custo novo de reposição (CNR). Tal metodologia não encontra qualquer respaldo nas melhores práticas internacionais, uma vez que cada metodologia apresenta pontos positivos e negativos, que devem ser considerados na decisão da melhor abordagem a ser adotada.</p> <p>Segundo, caso a ANP opte pelo CNR, como metodologia de valoração dos ativos, é fundamental que esta decisão seja precedida pela formação de um banco de preços amplo, transparente e confiável. Não sendo possível a construção do banco de preços, o regulador deverá optar pelo uso da metodologia do CHCI, com o desconto da depreciação.</p>
30 (ATGÁS)	(a)	<p>Metodologia adequada uma vez que incorpora a correção monetária pela inflação, descontando-se o valor depreciado do ativo. Cumpre salientar a necessidade de adicionar a correção monetária pelo IGP-M visto que este índice tem maior refletividade em relação à evolução dos custos que compõem os ativos das instalações de transporte vis a vis os demais. Conforme normativo a remuneração do transportador deve ser justa e adequada e para que não ocorra a perda do valor real da BRA, a correção monetária é procedente e necessária.</p> <p>Ademais, visando atingir os objetivos de estabilidade regulatória e atração de investimentos, aspectos fundamentais para o desenvolvimento do mercado, indica-se a adoção da blindagem da BRA como método para conferir o caráter estável e previsível à BRA e ao cálculo tarifário. Esse método é denominado de Rolling Forward, no qual a BRA inicial aprovada na Revisão Tarifária Quinquenal é blindada, estando sujeita apenas a baixas, depreciações e atualizações monetárias nas revisões seguintes. Dessa forma, a cada nova revisão, são analisados somente os ativos da BRA incremental, referente aos investimentos que entraram em operação no decorrer do ciclo regulatório anterior. Este método tem sido aplicado por diversos reguladores nacionais como a ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) para a Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS) e Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (SABESP) e a Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico (SEDE) para Companhia de Gás de Minas Gerais (GASMIG) e a Companhia de Gás de Minas Gerais COPASA.</p> <p>Cumpre tratar adicionalmente nesta questão, a necessidade de incorporação na BRA do sistema de transporte os investimentos adicionais realizados por motivo de “segurança do sistema”, “integração das áreas de mercado” e “ampliação do sistema de transporte”. Considerando que os impactos destes investimentos adicionais resultam em benefício para todos os usuários a incorporação deles na BRA do sistema de transporte para remuneração adequada entende-se como procedente.</p>
31 (CDU)	-	<p>Independentemente do critério que será estabelecido, há a necessidade de refletir, de forma precisa, o valor dos ativos ao longo do tempo, considerando aspectos como a depreciação e a eficiência do uso dos recursos investidos. Assim, entendemos que qualquer definição de BRA deve guardar relação com a metodologia constante nos contratos legados aprovada pela ANP.</p> <p>Cabe destacar, ainda, que o CdU ainda não teve acesso a estes contratos (pleito antigo deste Conselho), mas entendemos que o valor residual desses ativos é zero ao final dos contratos legados.</p>
32 (FIESP)	(a)	<p>Idealmente, a melhor metodologia seria o DORC. Entretanto, essa metodologia exige a formação de uma base de dados sólida e comparativos para inferir sobre a eficiência dos ativos. Entretanto, por se tratar de uma atividade regulatória relativamente recente, não temos uma base histórica suficiente para contestar os valores utilizados para compor a BRA. Por isso, sugerimos a adoção da CHCI inicialmente, com estudos futuros para melhorar a metodologia, eventualmente mudando para DORC com a utilização de benchmarks internacionais. Contudo, deve-se afastar a metodologia do Valor Residual Acordado, pois trata-se de negociação bilateral entre empresas, sem a crítica regulatória quanto à eficiência e que, portanto, não deve servir de base para a definição da tarifa de transporte.</p>
35 (IBP)	(e)	<p>A metodologia de Valor Residual do fim do ciclo regulatório anterior pode e deve ser utilizada na valoração da Base de Remuneração dos Ativos (BRA) por diversas razões que estão associadas sobretudo à necessidade de refletir de forma precisa o valor dos</p>

		<p>ativos ao longo do tempo, considerando aspectos como a depreciação e a eficiência do uso dos recursos investidos.</p> <p>Isso se explica pelo fato de que o valor residual do ciclo regulatório anterior representa o valor remanescente (ainda não remunerado) dos ativos para os ciclos tarifários posteriores e é, portanto, conceitualmente o valor da BRA para ativos existentes. Assim, entendemos que qualquer definição de BRA que não guarde coerência com o valor residual econômico estabelecido inicialmente irá distorcer o retorno de capital regulado e aprovado pela ANP para os ativos.</p> <p>A consideração desse valor é crucial, pois os critérios de valoração estão sendo definidos sem uma “regra de transição” prevista na RANP 15/2014, exigindo a observação das premissas tarifárias anteriores.</p> <p>Vale destacar que considerar o valor residual do fim do ciclo regulatório anterior é importante principalmente neste momento, pois está sendo estabelecido um critério de valoração após os contratos legados já terem sido celebrados. Ou seja, o mais adequado é observar as premissas utilizadas no cálculo tarifário anterior, uma vez que na RANP 15/2014 não foi prevista uma “regra de transição”, que considerasse o fato de que as tarifas já estabelecidas se basearam em premissas específicas.</p> <p>Em suma, a metodologia proposta busca assegurar que os ativos sejam avaliados de forma criteriosa e precisa, considerando aspectos associados à depreciação dos ativos, evitando distorções e assegurando uma remuneração que seja justa e equilibrada para as transportadoras.</p>
36 (MBC)	(f)	<p>Conforme Decreto 10.712/2021, Art. 26, trata-se de obrigação dos operadores de infraestrutura a apresentação da base de ativos regulatória, que considere a depreciação dos ativos, a amortização do investimento e a remuneração do capital. Logo, independente da metodologia que se venha adotar de valoração dos ativos, é fundamental que a base seja entregue à ANP e tornada pública imediatamente, a fim de garantir a transparência requerida de um processo de revisão tarifária.</p> <p>A respeito da metodologia de valoração dos ativos, algumas observações são necessárias.</p> <p>Primeiro, não se deve reproduzir a metodologia adotada na revisão tarifária de 2019, que aplicou a média aritmética entre dois métodos regulatórios distintos - custo histórico corrigido pela inflação (CHCI) e custo novo de reposição (CNR). Tal metodologia não encontra qualquer respaldo nas melhores práticas internacionais, uma vez que cada metodologia apresenta pontos positivos e negativos, que devem ser considerados na decisão da melhor abordagem a ser adotada.</p> <p>Segundo, caso a ANP opte pelo CNR, como metodologia de valoração dos ativos, é fundamental que esta decisão seja precedida pela formação de um banco de preços amplo, transparente e confiável. Não sendo possível a construção do banco de preços, o regulador deverá optar pelo uso da metodologia do CHCI.</p>
37 (NTS)	(a)	<p>O CHCI, aliado ao Rolling Forward, é a metodologia mais adequada para a valoração da BRA.</p> <p>O CHCI calcula a BRA com base no custo original dos ativos, conforme a contabilidade, corrigido pela inflação e descontada a depreciação. Como é um método simples e objetivo, torna a atuação regulatória mais transparente e o ambiente do segmento de transporte de gás menos arriscado. Aplicado com o Rolling Forward, evita reavaliações constantes da BRA, de modo que há mais estabilidade e previsibilidade no cálculo, incentivando investimentos.</p> <p>A adoção do CHCI cumpre os obj. da ANP e está alinhada ao Dec. 10.712/2021, que exige metodologia amplamente reconhecida, que considere a depreciação dos ativos, amortização do investimento e remuneração do capital (art. 26, §3º). O CHCI é amplamente adotado em setores regulados no Brasil, como distribuição de gás, saneamento básico e infraestrutura aeroportuária e rodoviária. O TCU já validou o seu emprego no setor elétrico, reconhecendo suas vantagens (Acórdão 2109/2020-Plenário). Diversos países da Europa usam de variações do CHCI.</p> <p>O uso do CHCI também está em consonância com as decisões da ANP na CP 01/2019 (TBG – RD 604/20) e na CP 15/23 (TSB – RD 1.127/2023), consolidando um entendimento regulatório consistente. Esse entendimento deve ser respeitado pela ANP. A Administração Pública está vinculada às suas decisões, em dever de coerência do comportamento.</p> <p>Trata-se de medida que preserva a estabilidade regulatória, a confiança legítima e a segurança jurídica, que são fundamentais para previsibilidade e confiança no setor. A segurança jurídica, consagrada na CF/88 (art. 5º) e reforçada pela Lei 13.874/19 (arts. 1º, 2º e 4º-A), impede que a Administração Pública altere suas decisões de forma</p>

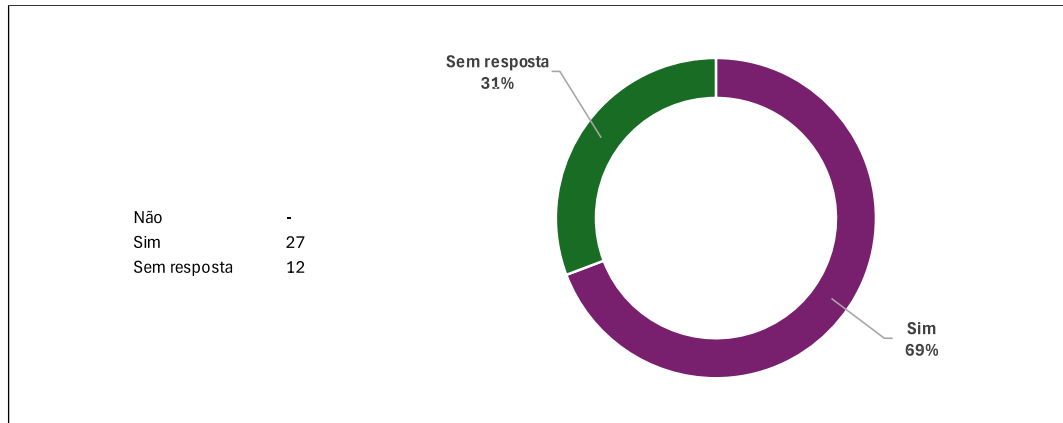
		<p>arbitrária, protegendo a confiança legítima dos agentes. A confiança legítima tem fundamento também na Lei 13.848/2019 (arts. 3º, 4º e 5º), que estabelece diretrizes para atuação das agências reguladoras, assegurando maior independência e previsibilidade regulatória.</p> <p>Eventual mudança em metodologia cuja aplicação está consolidada no setor, sem justificativa plausível, viola o princípio da vedação ao comportamento contraditório (arts. 187 e 422 do Código Civil), amplamente reconhecido no Direito Administrativo (art. 2º, caput, parágrafo único, IX, da Lei 9.784/99) e aplicável à Adm. Púb. (STJ, RMS 20572/DF, j. 01.12.2009).</p> <p>Tudo isso também leva à conclusão acerca da impossibilidade de se incorporar eventuais negociações privadas nos contratos legados como metodologia de valoração da BRA. Os acordos definidos em contratos privados celebrados em momento anterior à edição do marco legal vigente devem ser observados apenas no âmbito desses contratos, mas não replicados na regulação do setor para tarifas futuras. O valor residual acordado nos contratos legados não é “metodologia amplamente reconhecida” de valoração da BRA, como determina o art. 26, §3º do Dec. 10.712/21 e o entendimento consolidado da ANP (NT 01/2020/SIM e NT 17/2020). A utilização de um “valor residual” seria uma alternativa heterodoxa, sem amparo nas melhores práticas nacionais e internacionais. Qualquer negociação privada entre as partes poderia até ser validada pela ANP, como ocorreu nos contratos legados, mas apenas de modo transitório (art. 26, §4º, do Dec. 10.712/20).</p> <p>Por fim, a aplicação do art. 26, §6º, do Dec. 10.712/2021, que estabelece o IPCA como critério de reajuste anual, deve ser prospectiva para evitar insegurança jurídica (art. 5º, XXXVI, da CF/88 e art. 6º, §1º, da LINDB) e garantir a previsibilidade contratual. Nos contratos legados, o valor dos ativos deve ser corrigido pelo IGP-M, historicamente utilizado pela ANP (TBG – NT 07/18-SIM). O IGP-M continua sendo usado por diversas instituições (NT SEDE/DIEN 07/2022, NT SEDE CTES 04/17 e NT ARSP/DP/GET 012/24) e o índice que melhor captura as oscilações de custos do setor, assegurando a atratividade dos investimentos.</p> <p>Conforme material enviado por e-mail: contribuição completa e OL do escritório jurídico JPOT.</p>
38 (TBG)	(a)	Ver contribuição ATGÁS.
39 (TAG)	(a)	<p>Metodologia adequada uma vez que incorpora a correção monetária pela inflação, descontando-se o valor depreciado do ativo. Cumpre salientar a necessidade de adicionar a correção monetária pelo IGP-M visto que este índice tem maior refletividade em relação à evolução dos custos que compõem os ativos das instalações de transporte vis a vis os demais. Conforme normativo a remuneração do transportador deve ser justa e adequada e para que não ocorra a perda do valor real da BRA, a correção monetária é procedente e necessária.</p> <p>Ademais, visando atingir os objetivos de estabilidade regulatória e atração de investimentos, aspectos fundamentais para o desenvolvimento do mercado, indica-se a adoção da blindagem da BRA como método para conferir o caráter estável e previsível à BRA e ao cálculo tarifário. Esse método é denominado de Rolling Forward, no qual a BRA inicial aprovada na Revisão Tarifária Quinquenal é blindada, estando sujeita apenas a baixas, depreciações e atualizações monetárias nas revisões seguintes. Dessa forma, a cada nova revisão, são analisados somente os ativos da BRA incremental, referente aos investimentos que entraram em operação no decorrer do ciclo regulatório anterior. Este método tem sido aplicado por diversos reguladores nacionais como a ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) para a Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS) e Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo (SABESP) e a Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico (SEDE) para Companhia de Gás de Minas Gerais (GASMIG) e a Companhia de Gás de Minas Gerais COPASA.</p> <p>Cumpre tratar adicionalmente nesta questão, a necessidade de incorporação na BRA do sistema de transporte os investimentos adicionais realizados por motivo de “segurança do sistema”, “integração das áreas de mercado” e “ampliação do sistema de transporte”. Considerando que os impactos destes investimentos adicionais resultam em benefício para todos os usuários a incorporação deles na BRA do sistema de transporte para remuneração adequada entende-se como procedente.</p>

Questões 5 e 6

Questão 5 - Você considera pertinente a aplicação de sistemas de incentivos?

(a) Sim

(b) Não



Questão 6 - Quais parâmetros de qualidade devem ser adotados em uma regulação por incentivo? Justifique.

ID	Questão 5	Questão 6
1 (BRAVA)	Sim	Devem ser adotados parâmetros que incentivem uma melhoria contínua na eficiência do Sistema de Transporte, conforme princípios indicados no estudo referenciado na Nota Técnica (Study on Regulation of Tariffs and Quality of the Gas Distribution Service in the Energy Community (KEMA, 2010). Podemos citar, por exemplo, a redução da ociosidade dos gasodutos e da utilização do GUS. Deveria ser um incentivo, também, o cumprimento do cronograma físico-financeiro do plano de investimentos da transportadora.
2 (COMMIT)	Sim	Consideramos pertinente a aplicação de sistema de incentivo desde que seja aplicado de forma isonômica, tanto na concessão de prêmios quanto na aplicação de penalidades. É princípio elementar da regulação por incentivos a seguinte lógica econômica: se o agente performa acima do limite estabelecido pelo regulador, os ganhos devem ser seus; porém, se a performance fica abaixo dos limites estabelecidos, os prejuízos também devem ser seus. Esta constatação é necessária, uma vez que nas perguntas seguintes a ANP tratará apenas de prêmios por boa performance, distanciando-se da boa prática regulatória. Além disso, recomendamos incluir um componente de produtividade, como o fator X (deflator do ajuste por inflação), que pode ajudar a incentivar a eficiência operacional e transferir ao mercado ganhos de produtividade esperados do transportador ao longo do ciclo tarifário. Quando avaliamos as melhores práticas internacionais, e mesmo nacionais, constatamos que a aplicação de Fator X vem sendo amplamente aplicada pelos reguladores, exceto se não previstas nos contratos de concessão – o que não é o caso das transportadoras. Sua aplicação contribui com a modicidade das tarifas e com a eficiência na prestação dos serviços. Uma regulação por incentivos deve ter tratada de forma isonômica. Quanto aos parâmetros de qualidade a serem considerados: disponibilidade e continuidade do serviço, eficiência operacional e de custos, segurança e integridade no fornecimento, tempo de resposta aos usuários (atendimento emergencial ou rotineiro), etc. Os contratos de concessão de distribuição apresentam uma série desses quesitos, assim como as agências reguladoras estaduais os têm aplicado por meio da regulação discricionária. Para cada critério de qualidade, recomenda-se limites estabelecidos pela agência reguladora. Caso os mesmos não sejam atingidos, deveria haver penalização pelo descumprimento de critérios regulatórios.
3 (CSN)	Sim	Em um mercado regulado, como o transporte de gás natural, é uma abordagem que visa estimular a eficiência e a inovação entre os operadores através de mecanismos de recompensa e penalização. Em vez de simplesmente definir tarifas e regras rígidas, a

		<p>regulação por incentivo estabelece metas e benchmarks que os operadores devem alcançar, oferecendo recompensas por desempenho superior e penalidades por desempenho inferior.</p> <p>Pela dificuldade em se estipular recompensas, a regulação por incentivo que inclui apenas penalidades, pode ser utilizada para garantir que as empresas cumpram os padrões mínimos de desempenho estabelecidos pelo regulador.</p> <p>A regulação por penalidades é mais eficaz em mercados regulados onde a segurança e confiabilidade são cruciais: podendo garantir que as empresas mantenham altos padrões operacionais. Adicionalmente, quando o objetivo principal é garantir a conformidade com as normas e regulamentos, as penalidades podem ser uma ferramenta eficaz para assegurar que as empresas sigam as regras estabelecidas.</p> <p>A regulação por penalidades pode ser uma ferramenta útil em mercados regulados, especialmente quando a segurança, a confiabilidade e a conformidade são prioridades. No entanto, deve ser aplicada com a devida coerência e cuidado para evitar cobranças demasiadas e desincentivando melhorias e inovações.</p> <p>Parâmetros como:</p> <p>Segurança operacional, para garantir que os dutos operem de forma segura, minimizando riscos de acidentes e vazamentos. Isso inclui a integridade dos dutos, inspeções regulares e manutenção preventiva. Devendo atender ao Regulamento Técnico de Dutos Terrestres (RTDT).</p> <p>Eficiência nas contratações de gás de uso do sistema (GUS) e balanceamento.</p> <p>Eficiência na definição de investimentos ou soluções operacionais mais econômicas é essencial para assegurar a prestação do serviço. Sugerimos que a ANP avalie projetos significativos e não os aprove sem uma análise técnica detalhada. Recomendamos que essa análise seja conduzida pela EPE, em sua atual atribuição, com a divulgação de uma nota técnica que apresente os cenários de oferta e demanda, evidenciando a necessidade do investimento. Alternativamente, pode-se definir um teto de investimento que deva ser submetido à análise de viabilidade da EPE, com a divulgação de uma nota técnica e, possivelmente, uma consulta pública sobre o projeto.</p> <p>Garantir qualidade do gás, de acordo com normas ANP.</p> <p>Confiabilidade do Serviço, para assegurar que o transporte de gás seja contínuo e confiável, com mínima interrupção. Isso envolve a capacidade de resposta a emergências e a eficiência na gestão de interrupções.</p> <p>Otimização do uso do recurso, ou seja, a otimização na contratação de capacidade, deve considerar o acesso à flexibilidade. Isso pode incluir o estabelecimento de mercados secundários onde a capacidade não utilizada pode ser negociada, promovendo uma melhor alocação dos recursos através de plataformas de leilões, que podem ser privadas. Além disso, é essencial garantir acesso a dados em tempo real sobre a capacidade disponível e as condições de contratação por meio de portais online. A facilidade de acesso às flexibilidades da malha de transporte pode expandir seu uso, resultando em reduções significativas nas tarifas de transporte. Adicionalmente, como parte da receita fixa das transportadoras provém do mercado de curto prazo, é importante buscar soluções que possam antecipar uma atenuação tarifária com base em projeções de receitas provenientes deste mercado (conforme proposto na questão 9).</p> <p>Além de transparência no fornecimento de relatórios ou sistemas de monitoramento que garantam transparência nas operações e na gestão dos dutos e assegurar que a prestação do serviço seja eficiente, com modicidade tarifária.</p>
5 (ENEVA)	Sim	<p>1. Qualidade de prestação de serviço e eficiência operacional: Sugerimos que esse parâmetro considere os seguintes termos: (i) a disponibilidade do gasoduto ao longo do tempo (o percentual do tempo operacional do duto sem interrupções; (ii) em caso de falhas sistêmicas, o tempo médio de resposta para restauração do serviço após as devidas correções das falhas; (iv) taxa de utilização da capacidade do gasoduto em termos de (a) a capacidade do gasoduto existente e a capacidade disponível no que se refere a disponibilidade operacional e (b) a relação entre capacidade contratada e efetivamente utilizada; (iv) e, por fim, a parcela de perdas e vazamento de gás natural em determinada unidade de medida por km de duto);</p> <p>2. Atendimento ao Usuário (Carregadores) e Transparência: Sugerimos que esse parâmetro considere os seguintes termos: (ii) disponibilidade de informações sobre capacidade, tarifas, condições operacionais e custos, despesas e perspectivas reais de valores monetários a serem executados com investimentos por parte dos transportadores aos usuários do sistema e toda a indústria de gás natural; (ii) tempo de resposta às solicitações dos usuários da rede direcionadas aos transportadores; (iii) e,</p>

		<p>por fim, frequência e qualidade da comunicação com os agentes do mercado para atenuação de assimétrica de informações entre os agentes de mercado com vistas à remoção de barreiras econômicas e regulatórias.</p> <p>3. Segurança e sustentabilidade: Sugerimos que esse parâmetro considere os seguintes termos: (i) monitoramento de pressão e temperatura do gás natural ao longo da movimentação nos dutos de transporte, de modo a garantir sua especificidade e qualidade nos termos da Resolução ANP nº 16/2008 ou outra que venha lhe substituir; (ii) medidas de inovação técnica e operacional das transportadoras que promovam maior segurança sistêmica e que contribua para medidas sustentáveis na rede de transporte de gás e sua expansão.</p> <p>Os itens ora mencionados se justificam por estarem em linha às diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás no Brasil emanado no Artigo 1º da Resolução CNPE nº 03/2022, que busca determinar os parâmetros que devem direcionar a regulamentação do mercado de gás, por meio de, por exemplo: atração de investimento (II do Art. 1º), sugerida no item ii do parâmetro “segurança e sustentabilidade; diversidade de agentes (III do Art. 1º) e maior dinamismo e acesso à informação (IV do Art. 1º), ambos sugeridos nos itens i, ii e iii do parâmetro “atendimento ao usuário (carregadores) e transparência”, com vistas à remoção de barreiras econômicas e regulatórias para o usuário entrante na indústria. Por tudo isso, a qualidade de prestação de serviço e eficiência operacional se justifica como parâmetro pelo próprio fim da atividade do serviço de transporte ser regulada em sua prestação, com fim da alocação ótima da disponibilização do serviço aos usuários com custo mais competitivo (em termos de eficiência) e com qualidade uniforme, o que acabará impactando diretamente nas tarifas pagas pelos usuários.</p>
7 (GALP)	Sim	<p>Entendemos que a existência de mecanismos de incentivos seria uma forma do Regulador criar meios para que o Transportador busque constantemente uma melhora na eficiência e qualidade na gestão do Sistema de Transporte.</p> <p>Concordamos com a proposta da Nota Técnica nº 1/2025/SIM/ANP-RJ que referencia o estudo “Study on Regulation of Tariffs and Quality of the Gas Distribution Service in the Energy Community (KEMA, 2010)” com a divisão em quatro macro categorias que contemplam a regulação da qualidade do serviço prestado: i-) Segurança do Suprimento de gás; ii-) Qualidade Técnica e Padrões de Segurança; iii-) Qualidade Comercial ou Qualidade do Serviço; iv-) Confiabilidade do Suprimento.</p> <p>Dentro deste contexto entendemos que os seguintes itens deveriam ser adotados como parâmetros a serem cobertos dentro da regulamentação de incentivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Metas de redução de ociosidade/utilização de capacidade dos gasodutos - relacionado a qualidade comercial e de suprimento, ao reduzir a ociosidade dos gasodutos, a tarifa praticada com o atual desenho de estrutura tarifária tende a ser reduzida e a garantia de suprimento tende a aumentar, gerando externalidades positivas em toda a cadeia de gás e estimulando a consolidação do mercado de gás no país. Face ao exposto, é desejável que seja criado incentivos que reduzam barreiras à entrada para novos entrantes, e que seja criado desenhos tarifários que permitam maior flexibilidade para utilização da atual malha, com destaque para os espaços existentes para aprimoramentos nos contratos de menor duração (item melhor explorado na questão 12). • Metas de custos de O&M e G&A – relacionado a qualidade comercial, como toda empresa privada é necessário que haja uma meta de controle de Opex e G&A em que os reajustes não se desviem em grande magnitude das taxas de inflação observadas. Além disso, é oportuno que a ANP no uso das suas atribuições e com o devido respaldo legal de acesso as informações conforme previsto na Resolução ANP 15/2014, possa realizar com a acuracidade devida a verificação do detalhamento destas despesas, e que seja verificado através de benchmarking de mercado se não há grandes distorções e espaço para redução destes custos, principalmente aqueles que estejam menos relacionados a atividade de transporte • Metas de utilização/eficiência do GUS – relacionado a qualidade técnica e padrões de segurança é desejável que seja criado metas de eficiência para o Gás do Uso do Sistema, de forma que se evite um consumo maior que o necessário. É desejável que seja criado ranges de eficiência baseado em verificações de dados reais, para que tais bandas sejam estipuladas da melhor forma possível vis a vis o valor idealmente calculado. • Metas de prazos/custos de implantação de novos investimentos – relacionado a qualidade comercial e confiabilidade de suprimento, seria desejável discussões relacionadas como forma de upside de novos investimentos que expandam as atuais malhas ou que melhorem a sua confiabilidade sistêmica, caso os mesmos forem

		<p>construídos em menor tempo e custo originalmente previstos, se esse ganho poderia ser parcialmente capturado pela transportador, através do aprimoramento de um parâmetro que poderia ser criado de gerenciamento de implantação de portfólio, sendo passível de reversão futura de receita.</p> <p>Por fim, é oportuno salientar que o arcabouço de regulação por incentivo já está altamente consolidado no país no segmento de distribuição do setor elétrico, podendo ser uma oportunidade para utilização como referência (principalmente pelo número reduzido de transportadoras que facilitaria a consolidação dos dados), com destaque para a ampla divulgação e transparência nos processos tarifários, e respectivas apurações de indicadores quantitativos e qualitativos referentes a prestação do serviço (https://portalrelatorios.aneel.gov.br/indicadoresDistribuicao).</p>
10 (MITSUI)	Sim	<p>Se a regulação por incentivos tiver o foco no que seria o serviço de transporte característico de um operador de midstream, como é o caso das transportadoras, deveria sim existir um conjunto de indicadores que incentivam as transportadoras a performar.</p> <p>Indicadores característicos do serviço de transporte (midstream), não relacionados diretamente ao papel de agentes comercializadores ou distribuidoras na cadeia do gás.</p> <p>Exemplos:</p> <ul style="list-style-type: none"> % de disponibilidade do sistema de transporte, quanto maior melhor, evitando impactos como paradas programadas que impactam grandes trechos do sistema de transporte, devido a alternativas de diversos pontos de injeção e retirada que garantam mais confiabilidade e ininterruptibilidade do sistema; % de gás fora de especificação (quanto menor melhor) % de cumprimento do plano físico de expansão e de custos eficientes
11 (MTX)	Sim	<p>Os parâmetros sugeridos são: (i) Segurança do Suprimento de Gás; (ii) Qualidade Técnica e Padrões de Segurança; (iii) Qualidade do Serviço; (iv) Confiabilidade do Suprimento. Neste sentido, algumas situações devem ser consideradas como parâmetro na regulamentação de incentivo, entre elas, mas não se limitando a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Metas para Utilização/Eficiência do GUS – Meta relacionada às medidas para se evitar consumo maior que o necessário, com a criação de faixas de eficiência. • Metas para Custos de O&M e G&A – Meta relacionada a controle de Opex e G&A, de maneira que não haja desvios significativos das taxas de inflação no período, bem como análise e comparativo destas despesas mediante benchmarking no mercado, para evitar distorções que impactem negativamente no cálculo da tarifa. • Metas de Prazos e de Custos para Novos Investimentos – Meta relacionada a bonificação no caso de redução de prazo e custo originalmente previstos, para incentivo em benefício do mercado. • Metas para Redução de Ociosidade – Meta relacionada a incentivo para redução de barreiras à novos entrantes, e criado de tarifas flexíveis para utilização da atual malha, com destaque para os espaços existentes para estimulação de contratos de menor duração.
13 (PETRORECONCAVO)	Sim	<p>Na Regulação por Incentivo, a definição de parâmetros de qualidade é essencial para garantir que a busca por eficiência não comprometa a segurança e a confiabilidade dos serviços prestados. Para as empresas carregadoras, essa abordagem pode ser interessante, desde que os parâmetros sejam bem definidos e equilibrados. Indicadores como disponibilidade operacional, integridade e segurança dos ativos, eficiência energética e ambiental, qualidade no atendimento aos usuários e índices de investimento e manutenção são fundamentais para assegurar a confiabilidade da infraestrutura e a continuidade dos serviços.</p> <p>A adoção desses parâmetros traz benefícios como maior previsibilidade regulatória, redução de riscos operacionais e fortalecimento da imagem das empresas perante órgãos reguladores e consumidores. Além disso, quando bem estruturada, essa abordagem permite que ganhos de eficiência sejam compartilhados entre empresas e usuários, criando um modelo mais sustentável e equilibrado.</p> <p>Portanto, a implementação de parâmetros de qualidade na Regulação por Incentivo é uma prática vantajosa para as empresas carregadoras, pois assegura eficiência sem comprometer a segurança e confiabilidade do serviço. No entanto, é fundamental que esses indicadores sejam bem calibrados para evitar distorções e garantir um equilíbrio adequado entre incentivos econômicos e qualidade operacional.</p>
14 (SHELL)	Sim	<p>De acordo com a Nota Técnica (NT) apresentada na abertura desta consulta pública prévia, a ANP faz referência ao estudo “Study on Regulation of Tariffs and Quality of the Gas Distribution Service in the Energy Community (KEMA, 2010)” que coloca que a base da regulamentação por incentivos deve ser dividida em quatro macro categorias: (i)</p>

		<p>Segurança do Suprimento de gás; (ii) Qualidade Técnica e Padrões de Segurança; (iii) Qualidade Comercial ou Qualidade do Serviço; e (iv) Confiabilidade do Suprimento.</p> <p>A Shell concorda com tal proposta e sugere, para robustecer ainda mais a visão da ANP, uma avaliação da regulamentação do setor elétrico.</p> <p>No modelo de regulação por preço-teto, o órgão regulador não fixa as receitas das concessionárias, mas sim as tarifas por elas praticadas. Assim, as receitas efetivamente observadas pelas empresas são resultado do produto entre as tarifas homologadas e o mercado faturado, que varia entre um processo revisional e outro.</p> <p>A medida em que as receitas das concessionárias evoluem em função de seus mercados e considerando que os custos praticados são influenciados por diversos fatores, variando em decorrência de decisões gerenciais, a aplicação do sistema de incentivos é importante para garantir a correta alocação dos investimentos realizados, assim como redução dos custos operacionais.</p> <p>Nesse contexto, ao invés do estabelecimento de uma remuneração adicional, como um prêmio, a Shell propõe o estabelecimento da metodologia do Fator X que estimularia o agente a investir para manter sua remuneração e a expandir, de forma organizada, o sistema de transporte sob sua responsabilidade</p> <p>O Fator X tem por objetivo capturar ganhos de eficiência ao longo do ciclo tarifário, incentivando a melhoria da qualidade dos serviços prestados ao mesmo tempo que compartilha esses ganhos com os demais usuários.</p> <p>O Fator X já é amplamente utilizado no setor elétrico e pode servir de inspiração para o mercado de gás natural - ANEXO XVII Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição Submódulo 2.5 FATOR X Versão 4.1.</p> <p>O Fator X dividido em três segmentos componentes principais: (i) ganhos de produtividade; (ii) qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e (iii) trajetória de custos operacionais.</p> <p>A metodologia descrita na NT mencionada pela ANP compõe adequadamente o item (ii) qualidade técnica, sendo assim, a sugestão da Shell seria incorporar os ganhos de produtividade – base da regulamentação do fator X – além da trajetória dos custos operacionais.</p>
15 (YARA)	Sim	<p>A aplicação de sistemas de incentivos é fundamental para promover maior eficiência econômica, modernização da infraestrutura, qualidade do serviço prestado e transparência regulatória. Recomenda-se que a ANP adote mecanismos de incentivo regulatório voltados para:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eficiência de custos operacionais (O&M e G&A): com adoção de fatores de eficiência regulatórios (ex: modelos price-cap ou benchmarking); • Eficiência de investimentos: incentivo à realização de projetos com melhor relação custo-benefício, com metas de entrega e controle de sobredimensionamento; • Redução de assimetrias entre transportadores: harmonização de práticas e melhoria da experiência do carregador. <p>Esses mecanismos devem estar acompanhados de sistemas de monitoramento, com dados acessíveis e revisões tarifárias condicionadas ao desempenho, alinhando os incentivos do transportador aos objetivos de eficiência e modicidade tarifária.</p> <p>Especificamente sobre qualidade, sugere-se que a ANP adote um conjunto de parâmetros de qualidade objetivos, mensuráveis e comparáveis entre transportadores, que permitam tanto o monitoramento da performance do serviço quanto a aplicação de bonificações e penalidades de acordo com metas regulatórias.</p> <p>Parâmetros propostos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Disponibilidade da malha de transporte Percentual de tempo em que os ativos estão operacionais e disponíveis para uso contratual. Incentiva confiabilidade técnica e manutenção preventiva eficiente. 2. Número de falhas operacionais por trecho Falhas que resultam em interrupções de fluxo, quedas de pressão ou indisponibilidade de capacidade. Evita negligência ou adiamento de manutenções críticas. 3. Confiabilidade da pressão nos pontos de entrega Manutenção da pressão contratada em cada ponto de saída, conforme o padrão técnico definido. Garante qualidade do serviço ao consumidor industrial. 4. Precisão e tempestividade das informações operacionais Prazo de publicação e consistência dos dados operacionais, capacidade disponível, programação, balanços etc. Permite melhor gestão por parte dos carregadores e aumenta a previsibilidade. 5. Qualidade da especificação do gás entregue

		<p>Parâmetros físico-químicos. Importante para usuários industriais com processos sensíveis.</p> <p>6. Tempo de resposta a solicitações de acesso e manutenções programadas</p> <p>Avaliação do tempo médio de resposta a pedidos formais dos carregadores e avisos prévios de indisponibilidade.</p>
16 (ARM)	Sim	<p>Sim,</p> <ul style="list-style-type: none"> A regulação por incentivos contribui para estimular o gestor do serviço a aumentar sua rentabilidade através da redução de custos, por meio do aumento da produtividade. Elementos com fator X são vistos em contratos de concessão com estímulo à melhora da eficiência e incremento na performance. A regulação por incentivos pode ter diversos parâmetros de qualidade (segurança operacional, confiabilidade, eficiência do contato com carregadores, etc.). Do ponto de vista do carregador, entendemos que a regulação por incentivos pode ser positiva para estimular o atingimento de padrões de performance onde, atualmente, os transportadores são insuficientes. Por exemplo, na regulação espanhola que segue parâmetros europeus, é comum a prática de incentivos como, por exemplo, a aplicação de um percentual ao OPEX como estímulo aos operadores para prolongar a vida útil dos ativos, aplicando incentivos como: <ul style="list-style-type: none"> Do 1º ao 5º ano pós-finalização da depreciação do duto, se concede um bônus sobre a O&M. Entre o 5º ano e 10º ano, esse bônus se incrementa 1% ao ano e entre o 10º e 15º ano e paga um incremento de 2% ao ano. Em que pese tal prática, seria interessante que essa questão fosse analisada de forma mais detalhada, sem que isso possa vir a prejudicar a conclusão da revisão prevista para o ano de 2025. Embora um sistema de incentivos contribua para melhorar a performance do serviço de transporte, não é um tema de menor complexidade e não pode ter alta discricionariedade e portanto seria pertinente a realização de maior debate de quanto ao tema que pode vir a ser aperfeiçoado em cada processo de revisão de tarifas. Seria fundamental se houvesse uma harmonização de critérios entre os distintos transportadores e uma aplicação de incentivos de forma isonômica.
18 (QUANTUM)	Sim	-
19 (VEIRANO)	Sim	<p>A aplicação de incentivos deve ocorrer de forma isonômica, tanto para premiar desempenhos superiores quanto para penalizar desempenhos abaixo do esperado. Um princípio fundamental da regulação por incentivos é que, se um agente supera os limites estabelecidos pelo regulador, ele deve reter os ganhos; por outro lado, se seu desempenho for inferior, ele deve arcar com as perdas. Essa lógica é essencial, pois, nas questões seguintes, a ANP aborda apenas prêmios por boa performance, afastando-se das melhores práticas regulatórias.</p> <p>Além disso, recomendamos a inclusão de um mecanismo de produtividade, que ajusta tarifas considerando ganhos de eficiência ao longo do ciclo tarifário. A experiência regulatória, tanto no Brasil quanto no exterior, demonstra que a aplicação desse fator é amplamente adotada, exceto quando vedada pelos contratos de concessão – o que não se aplica às transportadoras. Sua implementação favorece a modicidade tarifária e incentiva a eficiência na prestação dos serviços. Os contratos de concessão de distribuição já contemplam diversos desses aspectos, e as agências reguladoras estaduais os têm aplicado por meio de regulação discricionária. Para cada critério de qualidade, recomenda-se que a agência reguladora estabeleça limites claros, garantindo que, caso não sejam cumpridos, haja penalizações pelo descumprimento das exigências regulatórias.</p> <p>Ademais, embora se reconheça a pertinência do sistema de incentivos para melhorar a performance do transportador, ele é um tema de alta complexidade que exigiria maiores discussões regulatórias.</p> <p>A revisão da Resolução ANP nº 15/2014 é um tema de altíssima relevância e urgência para o mercado, especialmente diante da iminência da revisão tarifária para o Ciclo 2026-30.</p> <p>Dessa forma, propõe-se que a regulação por incentivos seja destacada para futura discussão no âmbito da agenda regulatória da ANP, garantindo maior rapidez na revisão dos temas mais basilares tratados pela RANP 15/2014 e que ainda precisam ser endereçados de forma satisfatória à luz do desenvolvimento concorrencial do mercado.</p>

		A urgência na resolução dessas questões é essencial para evitar incertezas e permitir que o setor se adapte de maneira eficiente às novas dinâmicas regulatórias.
20 (ZENERGÁS)	Sim	<p>Os parâmetros de qualidade devem corresponder a um componente dos valores obtidos no cálculo do fator X dentro da regulação por incentivos. A expectativa é que a modelagem regulatória a ser implantada pela ANP no âmbito da revisão tarifária das transportadoras tenha como base a regulação por incentivos. Metodologia aplicada em parcela significativa das distribuidoras de gás canalizado no Brasil, reguladas pelas agências reguladoras estaduais estabelecem, nos termos dos respectivos contratos de concessão, a cada ciclo tarifário, um fator de eficiência para o ente regulado. Esse fator de eficiência se mantém fixo ao longo do ciclo tarifário e é denominado de Fator X. A essência do uso desse fator de eficiência é o de compartilhamento de parte dos ganhos de eficiência com os consumidores. Com isso, o Fator X reflete os ganhos de produtividade oriundos do crescimento de escala e evolução dos custos totais, ou seja, reflete custos operacionais e de capital.</p> <p>A metodologia utilizada para a estimação do Fator X consiste na determinação dos ganhos potenciais de produtividade derivados da Produtividade Total de Fatores – PTF, sendo essa produtividade obtida a partir da evolução histórica dos custos totais (TOTEX). É importante observar que somente ocorrem ganhos de produtividade quando os produtos da empresa variam em maior proporção quando comparados com seus insumos.</p> <p>No caso específico do Fator X das distribuidoras de energia elétrica, reguladas pela ANEEL é calculado como a soma de três componentes: (i) a produtividade média histórica (Pd), (ii) o incentivo à melhoria da qualidade do serviço prestado (Q) e (iii) a trajetória na definição dos Custos Operacionais eficientes (T), definidos como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Componente Pd: consiste nos ganhos médios de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, ajustados pela variação observada no mercado faturado e na quantidade de unidades consumidoras de cada distribuidora; • Componente Q: resultado da qualidade (técnica e comercial) dos serviços prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Calculado com base no desempenho da distribuidora em dois indicadores técnicos e no atendimento aos padrões de qualidade comerciais estabelecidos pela ANEEL, através de cinco indicadores; • Componente T: aplica para cada distribuidora ao longo de um período tarifário uma trajetória de ajuste dos custos operacionais observados em direção ao patamar eficiente. <p>A ANP deverá submeter a sua proposta de implantação do FATOR X buscando o reequilíbrio anual dos ganhos de eficiência das transportadoras no período entre as revisões tarifárias.</p>
21 (COMGÁS)	Sim	<p>A aplicação de incentivos regulatórios deve ser executada de forma equitativa e isonômica, envolvendo tanto a concessão de prêmios para desempenhos que excedam as expectativas quanto a imposição de penalidades para aqueles que não atendem aos padrões estabelecidos. A possibilidade de incentivos deve ser restrita a contratos que possibilitam essa sistemática.</p> <p>Esse equilíbrio é crucial para manter a integridade do sistema regulatório, assegurando que os benefícios e as responsabilidades sejam compartilhados igualmente. A lógica subjacente é clara: os transportadores que superam as metas devem ser recompensados, enquanto aqueles que falham devem assumir as consequências de seu desempenho inferior. Esta abordagem não só incentiva a melhoria contínua, como também previne a complacência.</p> <p>Além disso, é recomendável a implementação de um fator de produtividade, conhecido como fator X, para ajustar as tarifas de acordo com os ganhos de eficiência obtidos pelos transportadores ao longo do ciclo tarifário. Este método tem sido uma prática comum tanto em regulamentações internacionais quanto nacionais, proporcionando tarifas mais justas e incentivando a prestação de serviços mais eficientes.</p> <p>Contudo, a complexidade do sistema de incentivos demanda discussões mais profundas para garantir que suas implementações sejam eficazes e justas. A revisão da Resolução ANP nº 15/2014, em vista da próxima revisão tarifária para o ciclo de 2026-30, é de suma importância e urgência. Sugerimos que a regulação por incentivos seja abordada em detalhes futuros dentro da agenda regulatória da ANP, para assegurar uma revisão mais rápida dos aspectos cruciais ainda pendentes na regulação atual. Esta estratégia permitirá que o mercado de transporte de gás natural no Brasil se adapte de forma eficiente e transparente às novas dinâmicas regulatórias, eliminando incertezas e promovendo um ambiente de mercado mais competitivo e estável.</p>

		<p>A regulação por incentivos deve ser aplicada de maneira isonômica, incorporando critérios de qualidade essenciais como a disponibilidade e continuidade do serviço, eficiência operacional e de custos, segurança e integridade no fornecimento, além do tempo de resposta aos usuários em situações tanto emergenciais quanto rotineiras. Estes parâmetros já são parte integrante dos contratos de concessão no setor de distribuição e são frequentemente regulados pelas agências estaduais através de medidas discricionárias.</p> <p>Para garantir a eficácia dessa abordagem, é crucial que a agência reguladora defina claramente os limites e expectativas para cada um desses critérios de qualidade. A não observância destes padrões deve acarretar penalidades, assegurando o cumprimento rigoroso das normas regulatórias estabelecidas. Esta metodologia não só promove a justiça e a isonomia no tratamento dos diferentes agentes do setor, mas também incentiva uma melhoria contínua na qualidade e na eficiência dos serviços prestados, alinhando os interesses dos operadores com os dos consumidores e da política regulatória em geral.</p>
22 (CIGÁS)	Sim	<p>Sugere-se adotar o previsto na NT 01/2025 da ANP.</p> <p>Com base no estudo produzido pela Kema Consulting GmbH para a Energy Community da União Europeia, intitulado Study on Regulation of Tariffs and Quality of the Gas Distribution Service in the Energy Community (KEMA, 2010) o termo “qualidade” deve ser compreendido sob um prisma mais amplo que contemple:</p> <p>a) Segurança do Suprimento de gás – exemplo: parcerias confiáveis com fornecedores, mecanismos de coordenação entre os estados membros para casos de emergência;</p> <p>b) Qualidade Técnica e Padrões de Segurança – exemplo: especificação do GN;</p> <p>c) Qualidade Comercial ou Qualidade do Serviço – exemplo: medidas de proteção ao consumidor, tempo de resposta ao atendimento ao consumidor, manutenção dos compromissos com os usuários, dentre outros; e</p> <p>d) Confiabilidade do Suprimento – exemplo: capacidade adequada, performance do operador, segurança nas operações, dentre outros.</p> <p>Registra-se que tais parâmetros devem ser detalhados na regulação a ser apresentada, de modo que a mensuração se mostre clara e objetiva acerca dos prêmios e das penalidades.</p>
23 (SULGÁS)	Sim	<p>Sistemas de incentivo devem ter tratamento isonômico. Dentre os parâmetros a balizar os incentivos, podem ser citados: eficiência operacional e de custos, agilidade na entrega das informações aos usuários, tempo de resposta aos usuários, redução de gargalos operacionais, disponibilidade e continuidade do serviço, segurança e integridade no fornecimento, etc.</p>
24 (SEDE/MG)	Sim	<p>Segurança do Sistema: visando garantir a integridade da infraestrutura, com metas de redução de vazamentos e resposta célere a emergências.</p> <p>Eficiência Operacional: Maximização do uso de recursos e reduzir perdas na rede</p> <p>Qualidade do Serviço: Assegurar a confiabilidade, com métricas como a duração e frequência de interrupções e satisfação do cliente.</p> <p>Sustentabilidade: Estabelecer metas de redução de emissões e aumento da participação e integração de biogás, biometano e hidrogênio, na rede de gás.</p> <p>Inovação e Modernização: Incentivar investimentos em inovação e tecnologias para a digitalização da rede.</p> <p>Modicidade tarifária e disponibilidade do serviço: Garantir tarifas acessíveis e justas para populações de baixa renda e expandir a rede para áreas não atendidas.</p>
26 (ABEGÁS)	Sim	<p>Em relação a questão 5: Deve-se considerar que qualquer ganho de eficiência seja refletido nas tarifas de transporte. Em contratos onde não há essa vedação, a regulação por incentivos contribui para estimular o gestor do serviço a aumentar sua rentabilidade através da redução de custos, por meio do aumento da produtividade. Elementos como fator X são vistos em contratos de concessão com estímulo a melhoria da eficiência e incremento na performance.</p> <p>A regulação por incentivos pode ter diversos parâmetros: segurança operacional, confiabilidade, eficiência do contrato com carregadores etc. Do ponto de vista do carregador, entendemos que a regulação por incentivos pode ser positiva para estimular o atingimento de padrões de performance.</p> <p>Por exemplo, na regulação espanhola é comum a prática de incentivos como a aplicação de um percentual ao OPEX como estímulo aos operadores para prolongar a vida útil dos ativos.</p> <p>Embora se reconheça a pertinência do sistema de incentivos para melhorar a performance do transportador, ele é um tema de alta complexidade que exigiria maiores discussões regulatórias.</p>

		<p>Além disso, é crucial que a regulação por incentivos seja aplicada de forma isonômica, abrangendo tanto para incentivar (prêmios) quanto penalidades. Esta abordagem garante que a regulação opere para um equilíbrio que beneficie o desempenho geral do sistema. Esta dualidade é essencial para assegurar que a regulação por incentivos não apenas motive as boas práticas, mas também coíba consistentemente as inadequações, contribuindo assim para um ambiente regulatório mais robusto e justo.</p> <p>Em relação a questão 6: O estabelecimento de regulação por incentivo baseado em performance é uma prática que deve ser adotada com cautela. Incentivar a regulação exige maturidade setorial para colher efetivos resultados, ou seja, se o que se vislumbra é tornar um mercado maduro mais competitivo, a criação de métricas comparáveis pode surtir resultado econômico e melhorar a dinâmica e produtividade das empresas envolvidas. No entanto, cabe ainda que neste cenário maduro, avaliar o nível de incentivo de forma que não se verifique a deterioração da qualidade e da integridade dos ativos.</p> <p>Diante da não aplicação da regulação por incentivos a este mercado, torna-se ainda mais essencial que as revisões tarifárias ordinárias sejam realizadas e contemplem o escrutínio de custos necessários.</p> <p>Adicionalmente, as considerações realizadas no item 5 acima servem para esse item também. O estabelecimento de uma regulação por incentivo deveria considerar questões como: i. extensão de vida útil de instalações; ii. continuidade de Fornecimento; iii. melhorias de produtividade e nos custos de operação e manutenção em períodos regulatórios anteriores, tendo em vista promoverem a segurança do abastecimento e a modicidade tarifária.</p> <p>Como sugestão, adotar o previsto na NT 01/2025 da ANP. Com base no estudo produzido pela Kema Consulting GmbH para a Energy Community da União Europeia, intitulado Study on Regulation of Tariffs and Quality of the Gas Distribution Service in the Energy Community (KEMA, 2010) o termo “qualidade” deve ser compreendido sob um prisma mais amplo que contemple:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Segurança do Suprimento de gás – exemplo: parcerias confiáveis com fornecedores, mecanismos de coordenação entre os estados membros para casos de emergência; b) Qualidade Técnica e Padrões de Segurança – exemplo: especificação do GN; c) Qualidade Comercial ou Qualidade do Serviço – exemplo: medidas de proteção ao consumidor, tempo de resposta ao atendimento ao consumidor, manutenção dos compromissos com os usuários, dentre outros; e d) Confiabilidade do Suprimento – exemplo: capacidade adequada, performance do operador, segurança nas operações, dentre outros. <p>Registra-se que tais parâmetros devem ser detalhados na regulação a ser apresentada, de modo que a mensuração se mostre clara e objetiva acerca dos prêmios e das penalidades.</p>
27 (ABRACE)	Sim	<p>Na nossa visão, a regulação por incentivos deve estimular que o regulado busque soluções eficientes e inovadoras na prestação do serviço. Assim, parâmetros como qualidade técnica e padrões de segurança, qualidade comercial ou do serviço, e confiabilidade do sistema são requisitos mínimos que devem ser atendidos pelas transportadoras, independentemente de quaisquer incentivos regulatórios. Ou seja, consideramos que o não atendimento aos critérios de qualidade explicitados na nota técnica deve seguir uma lógica de penalidade, e não de premiação, ainda mais pela inexistência de dados históricos para orientar a parametrização de quais critérios mínimos devem ser considerados para recompensar o transportador. Todavia, acreditamos e apoiamos que a regulação deva direcionar a tomada de decisão pelo transportador de forma a assegurar que a prestação do serviço seja eficiente, com modicidade tarifária. Esta decisão não deve estar restrita a escolha de quais investimentos são mais eficientes, mas entre a melhor decisão em investir ou encontrar soluções operacionais alternativas que se mostrem mais econômicas para atender ao mesmo objetivo.</p> <p>Pela ausência de espaço no formulário, nossa contribuição foi encaminhada via e-mail.</p>
28 (ABRAGET)	Sim	<p>Os parâmetros podem ser subdivididos em ganhos de eficiência e de eficácia.</p> <p>No que concerne à eficiência, podem, por exemplo, serem observados os seguintes indicadores relacionados aos custos de operação e manutenção em relação à potência instalada, efetivamente utilizada e em relação à capacidade de transporte:</p> <ul style="list-style-type: none"> - custo fixo O&M/HP instalado; - custo variável O&M/HP efetivamente utilizado; - custo fixo O&M/metropol;

		<p>No que concerne à eficácia, podem, por exemplo, serem observados os seguintes parâmetros:</p> <ul style="list-style-type: none"> - percentual de Gás Não Contado; - volume de Gás para Uso no Sistema, que precisaria ser definido considerando as características da tipologia de cada sistema de transporte e operação no dia em questão; - volume de perdas extraordinárias; - disponibilidade dos ativos (gasodutos, sistemas de compressão, pontos de entrada e de saída). <p>Esses parâmetros, em muitas situações, precisarão passar por um processo de normalização (há consultorias especializadas que detêm base de dados e fatores de normalização), para que sejam comparáveis entre transportadoras. No início do processo, uma alternativa seria comparar a transportadora com suas próprias referências anteriores.</p>
30 (ATGÁS)	Sim	-
31 (CDU)	-	<p>O modelo de regulação por incentivos busca alinhar os interesses das empresas reguladas com os interesses dos carregadores, consumidores e da sociedade, promovendo eficiência, inovação e qualidade nos serviços prestados. Entendemos que o adequado funcionamento deste modelo se dá por meio do estabelecimento de metas ou padrões de desempenho, com a criação de indicadores de performance. Assim, as empresas são recompensadas ou penalizadas com base em sua capacidade de atingir ou superar essas metas/indicadores.</p> <p>Esse tipo de regulação pode trazer benefícios como a promoção da eficiência operacional, a redução dos custos e o aumento da competitividade, já que as empresas se tornam mais incentivadas a buscar uma melhoria contínua. Além disso, a definição de metas de performance pode estimular também a qualidade do serviço, garantindo que a regulação possa gerar benefícios para aspectos voltados à confiabilidade, segurança e inovação, objetivando o ganho de eficiência traduzido em modicidade tarifária.</p> <p>Ademais, os incentivos podem contribuir para a previsibilidade e a estabilidade regulatória, o que facilita o planejamento estratégico e reduz riscos. No entanto, é essencial que o sistema de incentivos seja bem calibrado, garantindo equilíbrio entre redução de custos e manutenção da qualidade e segurança das operações.</p> <p>Entendemos que a existência de mecanismos de incentivos seria uma forma de o Regulador criar meios para que o Transportador busque constantemente uma melhora na eficiência e eficácia na gestão do Sistema de Transporte. Deste modo, parâmetros como qualidade técnica e padrões de segurança, qualidade comercial ou do serviço, e confiabilidade do sistema são requisitos mínimos que devem ser atendidos pelas transportadoras, independentemente de quaisquer incentivos regulatórios.</p> <p>Todavia, acreditamos e apoiamos que a regulação deva direcionar a tomada de decisão pelo transportador de forma a assegurar que a prestação do serviço seja eficiente, com modicidade tarifária. Esta decisão não deve estar restrita à escolha de quais investimentos são mais eficientes, mas entre a melhor decisão em investir ou encontrar soluções operacionais alternativas que se mostrem mais econômicas para atender ao mesmo objetivo.</p> <p>Como exemplo podemos citar o posicionamento do CdU em relação à proposta de investimento para a Estação de Compressão de Itajuípe para corrigir um gargalo físico na rede. A proposta parece levar em consideração a demanda máxima por capacidade para evitar que a transportadora continue contratando serviços de descongestionamentos, supostamente mais custosos do que o investimento proposto, mas que, pelas informações existentes, nunca foram acionados. Neste caso, não nos parece haver qualquer análise alternativa das opções, incluindo cenários entre oferta e demanda no longo prazo e soluções operacionais, para contornar a restrição de oferta de capacidade, uma vez que a proposta do referido investimento leva em consideração um custo que nunca foi suportado pelo sistema.</p> <p>Assim, a ausência de incentivos para que o regulado busque alternativas operacionais menos custosas, tem direcionado a uma única direção: aumento do CAPEX. Por isso, recomendamos que a regulação por incentivos seja adotada também para direcionar a escolha pelo transportador em adotar alternativamente soluções operacionais menos custosas e que se mostrem eficientes tanto quanto o investimento potencial.</p> <p>Concordamos com a proposta da NT que faz referência ao estudo “Study on Regulation of Tariffs and Quality of the Gas Distribution Service in the Energy Community (KEMA, 2010)” com a divisão em quatro macro categorias que contemplam a regulação da</p>

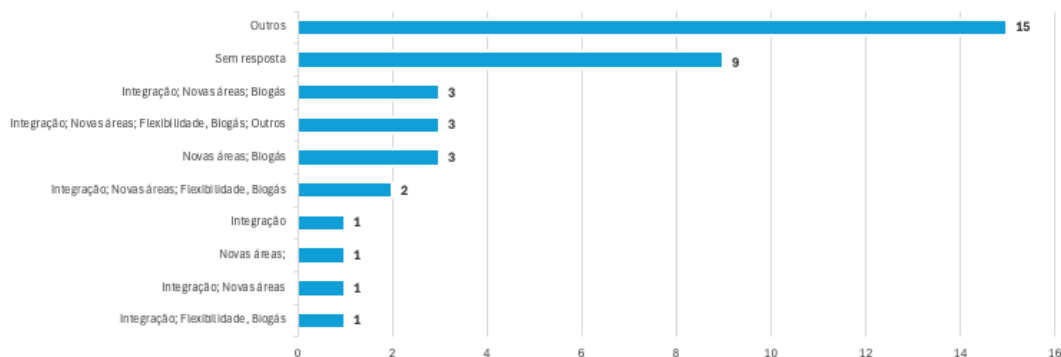
		<p>qualidade do serviço prestado: i) Segurança do Suprimento de gás; ii) Qualidade Técnica e Padrões de Segurança; iii) Qualidade Comercial ou Qualidade do Serviço; iv) Confiabilidade do Suprimento. Entretanto, tendo em vista a inexistência de dados históricos para orientar a parametrização de quais critérios devem ser considerados na definição dos incentivos ao transportador, entendemos que a ANP deva avaliar a dificuldade de considerá-los. Esses parâmetros devem ser bem calibrados para evitar distorções e, em muitas situações, precisarão passar por um processo de normalização (há consultorias especializadas que detêm base de dados e fatores de normalização), para que sejam comparáveis entre transportadoras.</p> <p>Por fim, parâmetros que recomendamos para também serem avaliados pela ANP na elaboração da regulação por incentivo, além do gerenciamento de restrição e demanda por capacidade (uso diário da rede): i) gerenciamento do linepack; ii) performance de preço para aquisição de gás de uso do sistema (GUS) e balanceamento; e iii) cumprimento do plano de manutenção para evitar interrupções não planejadas e para minimizar impactos aos carregadores.</p>
32 (FIESP)	Sim	<p>A busca pela eficiência na operação e nos investimentos deve ser estimulada, mas também deve contar com mecanismos de compartilhamento com os usuários, visando reduzir as tarifas. A aplicação pode ser nos processos de revisão tarifária e nos reajustes anuais, por meio do Fator X (fator de ganho de produtividade).</p> <p>Para a atividade de transporte de gás, podem ser adotadas como parâmetros de qualidade (Fator Q) as variáveis citadas na nota técnica: i) segurança do suprimento de gás, ii) qualidade técnica e padrões de segurança, iii) qualidade comercial e vi) confiabilidade do suprimento. Esses indicadores e seus padrões precisam ser ajustados com critérios. Por exemplo, o tempo de espera para atender uma ligação telefônica, no indicador comercial, pode ser inócuo: se a empresa instalar uma URA (unidade de resposta automática), por exemplo, ela pode atender o tempo máximo, mas não necessariamente resolverá o problema da pessoa que está ligando.</p>
35 (IBP)	Sim	<p>Entendemos que a existência de mecanismos de incentivos seria uma forma do Regulador criar meios para que o Transportador busque constantemente uma melhora na eficiência e eficácia na gestão do Sistema de Transporte.</p> <p>Concordamos com a proposta da NT que faz referência ao estudo “Study on Regulation of Tariffs and Quality of the Gas Distribution Service in the Energy Community (KEMA, 2010)” com a divisão em quatro macro categorias que contemplam a regulação da qualidade do serviço prestado: i) Segurança do Suprimento de gás; ii) Qualidade Técnica e Padrões de Segurança; iii) Qualidade Comercial ou Qualidade do Serviço; iv) Confiabilidade do Suprimento.</p> <p>No caso da eficiência, podem, por exemplo, serem observados indicadores relacionados aos custos de operação e manutenção em relação à potência instalada, efetivamente utilizada em relação à capacidade de transporte como: custo fixo e variável de O&M/HP instalado e efetivamente utilizado; custo fixo O&M/metropol e ainda custos de implementação de novos investimentos (se menor que o projetado a transportadora teria uma parte desse benefício).</p> <p>No caso da eficácia, por exemplo, podem ser observados os seguintes parâmetros: percentual de Gás Não Contado; volume de Gás para Uso no Sistema - que precisaria ser definido considerando as características da tipologia de cada sistema de transporte e operação no dia em questão e volume de perdas extraordinárias.</p> <p>Esses parâmetros, em muitas situações, precisarão passar por um processo de normalização (há consultorias especializadas que detêm base de dados e fatores de normalização), para que sejam comparáveis entre transportadoras. No início do processo, uma alternativa seria comparar a transportadora com suas próprias referências anteriores.</p>
37 (NTS)	Sim	<p>A NTS entende que os indicadores para fins de regulação por incentivo devem estar diretamente relacionados à atividade regulada, com sugestão dos oito indicadores acima citados para o tema, destacando que em função da necessidade de implementação dos indicadores proposto ou mesmo outros indicadores, poderá ser necessário investimentos para coleta automática, sistemática e auditável das informações, que não estarão sendo considerados no ciclo regulatório de 2026-2030.</p> <p>Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.</p>
38 (TBG)	Sim	<p>Os transportadores podem ser medidos nas seguintes métricas de desempenho: satisfação do cliente, confiança operacional, tempo de disponibilidade não planejado, obrigações de transparência e qualidade dos dados, aspectos ambientais, cooperação com regulador.</p>

		<p>Exemplos de indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Número de Falhas na entrega • Qualidade das previsões gerais de consumo de gás no final do dia feitas no dia anterior e durante o dia • Indicadores de Cronograma de Manutenção (cumprimento do cronograma) • Monitoramento do fornecimento das informações mais úteis aos remetentes nos sites dos TSOs • Acompanhamento do processamento de reclamações: <ul style="list-style-type: none"> o Número de reclamações por ano o Tempo médio para processar reclamações <p>Indicadores Ambientais:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Emissões mensais de gases com efeito de estufa - Razão Emissões mensais de gases com efeito de estufa / Volume mensal de gás movimentado.
39 (TAG)	Sim	<p>Entendemos como boas práticas a serem adotadas como incentivos para a qualidade e eficiência do serviço prestado, exemplos de parâmetros listados abaixo, além de indicadores que abordem os aspectos ambientais:</p> <p>(i) Opex + Opex Novos investimentos + inflação: Se o transportador reduzir seu opex abaixo da inflação absorve a diferença, os possíveis ganhos para o mercado seriam refletidos no próximo ciclo regulatório, haja visto que seriam incorporadas as eficiências obtidas no ciclo anterior.</p> <p>(ii) Número de falha de entrega</p> <p>(iii) Tempo de resposta do processo de reclamações</p> <p>(iv) Tempo de retorno para solicitações de conexão</p> <p>(v) Tempo de resposta para solicitações de verificação de medição</p> <p>(vi) Percentual de faturamento realizado no prazo</p> <p>(vii) Indicadores de Cronograma de Manutenção (cumprimento do cronograma)</p> <p>(viii) Emissões mensais de gases com efeito de estufa</p> <p>(ix) Razão Emissões mensais de gases com efeito de estufa / Volume mensal de gás movimentado.</p>

Questão 7

Em quais condições caberia conceder prêmio de receita para os transportadores? Marque todas que considera aplicáveis. Justifique.

- (a) que objetivam a integração do mercado de gás natural
- (b) que liguem novas áreas de oferta de gás
- (c) que liguem instalações que confirmam flexibilidade ao sistema de transporte
- (d) que incentivem a movimentação de biogás no sistema de transporte
- (e) Outros (Citar)



ID	Resposta	Justificativa
1 (BRAVA)	(e)	Qualquer premiação deve ser atribuída somente se comprovada uma melhoria relevante e permanente na competitividade de preços e encargos do sistema.

2 (COMMIT)	(e)	Em situações nas quais a regulação por incentivos for seguida; Explicado na questão 6
3 (CSN)	(e)	<p>Eficiência operativa, resultando em competitividade</p> <p>Conforme a resposta à questão 6, ao otimizar o uso dos recursos e implementar práticas de gestão eficientes, a transportadora pode reduzir seus custos operacionais. Essa redução de custos pode resultar em maior margem de lucro e competitividade no mercado. Adicionalmente, a confiança do mercado na eficiência da operação e a facilidade de acesso à malha de transporte, seja por meio de produtos diferenciados ou tarifas atrativas, podem expandir o uso da malha. Isso resultará em um maior volume de gás transportado e, consequentemente, no aumento da receita do transportador.</p>
5 (ENEVA)	(e)	<p>Outra metodologia. Fazemos referência ao inciso XXXVII do Artigo 3º da Lei Federal nº 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”) que define o serviço de transporte como “erviço por meio do qual o transportador se obriga a receber ou entregar volumes de gás natural em atendimento às solicitações dos carregadores, nos termos da regulação da ANP e dos contratos de serviço de transporte”.</p> <p>Tendo em vista, nesse sentido, que o agente que realiza a atividade do serviço de transporte é um agente regulado e que sua própria existência se dá pela prestação do seu serviço (em outros termos, este agente deve – por força de Lei – prestar este serviço, entendemos que não cabe qualquer prêmio na receita dos transportadores ao realizar o serviço que lhe é direcionado por intermédio da Lei Federal nº 14.134/2021.</p>
7 (GALP)	(a)(c)(d)	<p>(a) que objetivam a integração do mercado de gás natural;</p> <p>(c) que liguem instalações que confiram flexibilidade ao sistema de transporte;</p> <p>(d) que incentivem a movimentação de biogás no sistema de transporte;</p> <p>É importante ressaltar que tais receitas devam ser concedidas apenas dentro de um contexto extraordinário de atuação das transportadoras, pois elas já são devidamente remuneradas via Receita Máxima Permitida para suas obrigações ordinárias de atendimento a demanda. Todavia, entendemos que além dos pontos detalhados na pergunta 6, as opções A e C tendem a possibilitar uma redução na ociosidade ao viabilizar uma maior utilização dos gasodutos e comercialização de gás natural. Dessa forma julgamos que esses itens deveriam ser estudados como alternativas dentro do novo arcabouço regulatório proposto nesta Consulta Prévia no contexto de uma regulação de incentivo em que haja benefício para ambas as partes. Além disso, consideramos que a opção D deva ter atenção especial nas discussões, principalmente após a aprovação da Lei 14.993/2024, em que a cadeia de biometano e biogás ganha atenção especial devido ao Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, que apesar de ainda precisarem de regulamentação, já é necessário que seja previsto a sua compatibilização com a nova estrutura tarifária a ser proposta.</p>
8 (GBS)	(b) (c)	A adição de novas infraestruturas ou adição de flexibilidade que acarretem adição de custo não previsto, são objeto de prêmio de receita. Todavia, a preocupação é a forma como estes investimentos estarão refletidos nas tarifas, para que tais benefícios não sejam parcialmente ou totalmente consumido por aumento nos custos de transporte. Áreas fora da região beneficiada não deveriam arcar com aumentos de custo, por exemplo. Acreditamos que deva haver mais discussões acerca de como refletir esse acréscimo na tarifa objetivando aplicá-lo de forma mais assertiva.
9 (GNLINK)	(b) (c)	O incremento no serviço ou a adição de infraestrutura que acarretem adição de custo não previsto, são objeto de prêmio de receita. Porém, existe uma incerteza quanto a forma como estes investimentos estarão refletidos nas tarifas, para que tais benefícios não sejam parcialmente ou totalmente consumido por aumento nos custos de transporte. Áreas fora da região beneficiada não deveriam arcar com aumentos de custo, por exemplo. Entendemos que esse tema é importante e que necessita de mais discussões acerca de como refletir esse acréscimo na tarifa para que ele reflita os benefícios de forma mais eficaz.
10 (MITSUI)	(e)	<p>Não deveria ocorrer</p> <p>Nesse momento do estágio de maturidade da regulação do serviço de transporte, não se deveria haver concessão de prêmio, sem que ainda tenham sido realizadas as revisões tarifárias e sem o conhecimento mais detalhados dos custos, riscos e oportunidades de forma mais detalhada.</p>

11 (MTX)	(a) (b) (c)	Entendemos que as opções “a”, “b” e “c” estão diretamente vinculadas aos objetivos de melhora na eficiência do Sistema de Transporte, e que, por isso, devem ser estudados como alternativas dentro do novo arcabouço regulatório proposto nesta Consulta Prévia. Com relação à opção relacionada a movimentação de biogás, em razão da aprovação da Lei nº 14.993/2024, tendo em vista o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, entendemos que não caberia incentivo nela lastreado, uma vez que a regulamentação da norma tornará a situação obrigatória.
13 (PETRORECONCAVO)	(a) (b)	Na visão como uma empresa Carregadora, os dois pontos mais relevantes são: - A integração do mercado de gás natural – A criação de uma rede mais interconectada reduz barreiras comerciais, aumenta a liquidez do mercado e possibilita melhores condições de contratação de transporte, favorecendo preços mais competitivos. - A ligação de novas áreas de oferta de gás – Conectar novas fontes de suprimento diversifica a oferta e reduz a dependência de poucos fornecedores, o que pode melhorar a disponibilidade e competitividade do gás natural para os carregadores. Os dois pontos mencionados acima trazem benefícios diretos aos carregadores, principalmente em termos de previsibilidade, flexibilidade comercial e redução de custos de transporte no longo prazo.
14 (SHELL)	(e)	Regulamentação por incentivos baseada no Fator X A Shell propõe que, conforme anteriormente apresentado na questão 06, ao invés de uma regulamentação que conceda um prêmio de receita, seja implementada uma regulamentação por incentivos baseada no Fator X. O Fator X deve ser um promotor de investimentos. Além de indicadores de qualidade, sua composição poderia ser baseada em incentivos para diminuição da trajetória dos custos operacionais e da identificação dos ganhos de produtividade – nesse contexto, a ANP deve segregar a remuneração adicional oriunda de eventual crescimento natural do mercado da remuneração adicional oriunda de investimentos bem geridos, do desenvolvimento de produtos inovadores que contribuam para aumentar a flexibilidade do sistema de transporte, etc.
15 (YARA)	(a) (c) (d)	A concessão de prêmios de receita deve ser limitada a projetos que promovam ganhos sistêmicos claros, reduzam barreiras de acesso, incentivem a descarbonização com integridade ambiental e contribuam para a eficiência do sistema de transporte. Recomenda-se que o prêmio de receita seja restrito a: • Projetos de integração de mercados – que eliminem ilhas regulatórias ou operacionais e ampliem a liquidez e concorrência; • Infraestruturas de flexibilidade sistêmica – como interligações, pontos de swap ou instalações que permitam operação mais eficiente da malha; • Movimentação de biogás – desde que condicionada a um sistema de medição, verificação e reporte de emissões fugitivas de metano, para garantir que o benefício ambiental alegado seja real e rastreável. Outras situações, como a conexão de novas áreas de oferta, não devem gerar prêmio automaticamente, pois fazem parte do risco e retorno normal da atividade regulada, podendo ser viabilizadas via expansão tradicional e análise de demanda.
16 (ARM)	(e)	Eficiência de Custos, O&M, Vida Útil • Questão já explorada nos itens acima. • Num plano geral, poderia ocorrer em situações em que a eficiência na O&M levassem à extensão da vida útil das instalações e a continuidade de fornecimento e em melhorias de produtividade nos custos de operação e manutenção em períodos regulatórios anteriores, tendo em vista promoverem a segurança do abastecimento e a modicidade tarifária.
18 (QUANTUM)	(e)	Deverá estar previsto no modelo regulatório.
19 (VEIRANO)	(e)	Explicado nas questões anteriores sobre o tema. Não obstante, reforçamos a solicitação para discussão do tema em apartado.
20 (ZENERGAS)	(b)	Somente faria sentido um prêmio de receita nos casos totalmente greenfield interligando novas ofertas a regiões ainda sem estrutura de transporte de gás.
21 (COMGÁS)	(e)	Discussão dedicada Fazemos menção aos comentários das questões 5 e 6 e reiteramos a importância de separar este tema para uma discussão dedicada, considerando sua relevância e a necessidade de estar atrelado a critérios objetivos que estimulem eficiência,

		segurança e expansão do mercado, com indicadores de desempenho previamente estabelecidos, garantindo equilíbrio regulatório.
22 (CIGÁS)	(a)(b)(c)(d)	Deve-se conceder prêmio aos transportadores que promoverem uma ampliação, maximização ou nova oferta de gás no Brasil NOS SISTEMAS EFETIVAMENTE ISOLADOS, como a exemplo do estado do Amazonas. Registra-se que tais parâmetros devem ser detalhados na regulação a ser apresentada, de modo que a mensuração se mostre clara e objetiva acerca dos prêmios e das penalidades.
23 (SULGÁS)	(e)	Regionalidade quanto ao crescimento da malha de transporte. As condições apresentadas, à exceção de movimentação de biogás, importam em ações de racionalidade quanto ao crescimento da malha de transporte que deveriam fazer parte dos requisitos mínimos para a aprovação dos projetos e não objeto de incentivo. Quanto ao incentivo a movimentação de biogás, faz-se necessário observar que o biogás não é intercambiável com o gás natural. Com efeito, apenas o biometano (que é o produto da purificação do biogás) é fungível ao gás natural.
24 (SEDE/MG)	(a)(c)(d)	O prêmio de receita deve ser concedido quando as iniciativas promovem maior integração do mercado, aumentam a flexibilidade do sistema e estimulam o uso do biogás, contribuindo para a modernização, eficiência do setor, expansão da oferta e confiabilidade, sem onerar os demais consumidores, com base nos princípios de equilíbrio econômico e eficiência, consideradas boas práticas para incentivar investimentos e assegurar a justa alocação de custos.
26 (ABEGÁS)	(e)	Eventuais mecanismos de incentivo por concessão de “prêmio de receita” somente poderiam estar relacionados a processos e atividades em que os benefícios aferidos motivassem eficiência alocativa. Para que algum processo seja considerado, há que se realizar análises críticas sobre os mesmos. Diante da impossibilidade de se comprovar vantajosidade econômica em se premiar receita, não há que se considerar concessões de prêmios. De fato, a regulação ordinária de rentabilidade sobre investimentos e eventuais custos já deve ser suficiente para a condução das atividades inerentes à prestação de serviços. No entanto, poderiam ocorrer em situações em que a eficiência na O&M levassem à extensão da vida útil das instalações; a continuidade de fornecimento; melhorias de produtividade nos custos de operação e manutenção em períodos regulatórios anteriores, tendo em vista promoverem a segurança do abastecimento e a modicidade tarifária. No entanto, cabe ressalva de que há sistemas em condição isolada. Assim, para tais sistemas sugere-se que a concessão de prêmio aos transportadores objetivem promover ampliação, maximização ou nova oferta de gás no Brasil NOS SISTEMAS ISOLADOS. Registra-se que tais parâmetros devem ser detalhados na regulação a ser apresentada, de modo que a mensuração se mostre clara e objetiva acerca dos prêmios e das penalidades com as seguintes premissas: a) que objetivam a integração do mercado de gás natural b) que liguem novas áreas de oferta de gás c) que liguem instalações que confirmam flexibilidade ao sistema de transporte d) que incentivem a movimentação de biometano no sistema de transporte
27 (ABRACE)	(e)	Captura de parte da receita (resposta à questão n.6) Em linha com a nossa contribuição à questão anterior (n.6) sugerimos que a concessão de prêmios de receita às transportadoras esteja em linha com a eficiência na prestação dos serviços de transporte. Isto é, entre a escolha eficiente em investir ou adotar soluções operacionais que se apresentem possíveis e menos dispendiosas, reduzindo o impacto tarifário. Assim, as transportadoras poderão reter parte dos ganhos de receita, enquanto os carregadores também poderão beneficiar-se com tarifas menores.
28 (ABRAGET)	(a)	Em linha com os princípios advindos do Novo Marco Legal para a indústria de gás natural, em especial as diretrizes trazidas pelo Decreto 12.153/2024, bem como pela Resolução CNPE nº 3/2022, esse incentivo tem por objetivo dar celeridade à fusão das áreas de mercado de capacidade com o intuito de reduzir os custos de transação e a complexidade operacional.
30 (ATGÁS)	(a)(b)(c)(d)(e)	(e) Conexão de áreas de oferta a novas áreas de demanda A exemplo do que é praticado em empresas de transporte de gás em vários países da União Europeia, a aplicação de incentivos aumenta a atratividade e estimula o apetite para os investimentos significativos e necessários para a expansão, a modernização e a integração da malha de dutos no Brasil. Destacamos dois

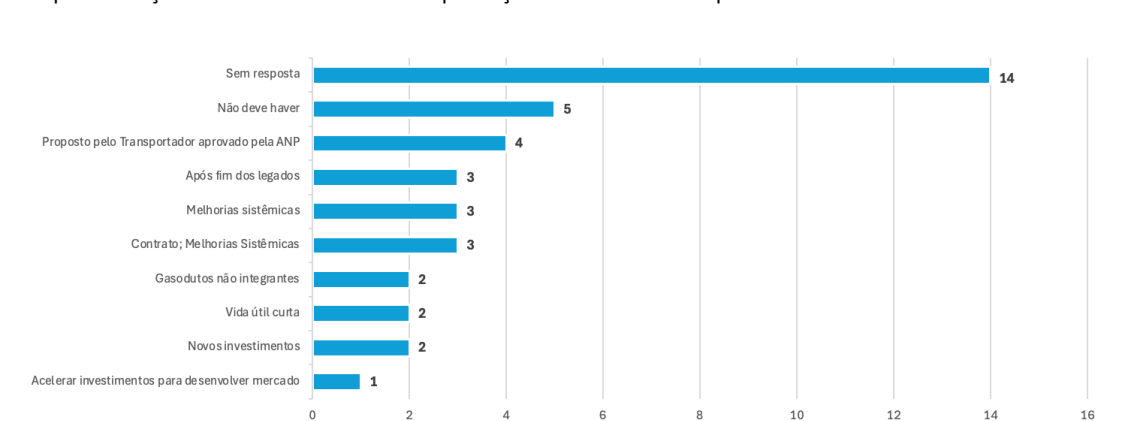
		<p>exemplos internacionais, onde prêmios adicionais para CAPEX foram aplicados com sucesso para incentivar esses investimentos: i) Na França, o regulador, CRE, incluiu um prêmio adicional ao WACC por vários períodos regulatórios até 2016. Foi aplicado um prêmio de 1,25% a 4,25% para projetos centrados na expansão da capacidade da rede e/ou que foram considerados favoráveis à integração do mercado e à concorrência. Isso foi feito com o objetivo de reduzir os custos tarifários para os clientes no médio prazo. Estes prêmios foram limitados à duração do investimento (entre 5 e 10 anos), com incidência apenas sobre valor investido; ii) Na Itália, o regulador, ARERA, incluiu um prêmio que varia de 1% a 1,5% em investimentos focados no aumento da capacidade da rede de transporte de gás, em linha com os objetivos da política energética nacional. No quinto período regulatório, o prêmio foi limitado a 10 anos e direcionado a projetos específicos. O prêmio foi inicialmente fixado em 1%, mas aumentou para 1,5% em 2019 durante o período regulatório. No atual período regulatório, que vai de 2020 a 2024, considerando a mudança das prioridades nacionais, a ARERA incluiu um prêmio adicional ao WACC para ativos que operam além do final de sua vida útil, com objetivo de incentivar as empresas a continuarem a utilizar os ativos existentes nesse período de transição energética, em que o futuro do gás, no mercado europeu, é cada vez mais incerto. Este incentivo é igual a 1% do custo histórico reavaliado do ativo. O Mercado brasileiro de transporte de gás está passando por um período de transformação significativa e, como resultado, exige níveis muito altos de investimento para expandir a rede e atender ao aumento da demanda industrial, apoiar o crescimento econômico das regiões atendidas pelo abastecimento, expandir a capacidade da rede existente para absorver a produção adicional de gás e, também, para integrar ainda mais os sistemas de gasodutos e outras instalações (como armazenamento e terminais de GNL) aumentando a concorrência, a flexibilidade e a resiliência da rede de gás e, com isso, ajudar a reduzir as emissões de gases de efeito estufa, em linha com as metas climáticas do Brasil. Investimentos dessa magnitude exigirão que as empresas de transporte de gás captem recursos, desde que sejam atrativos. A experiência internacional comprova que o incremento de um prêmio adicional ao WACC para estes projetos, estimula o apetite dos investidores ao risco e, consequentemente, ajuda a cumprir os objetivos energéticos e estratégicos do País.</p>
31 (CDU)	-	<p>O CdU entende que prêmios somente poderão ser concedidos aos transportadores mediante a comprovação dos benefícios ao sistema como um todo. Importante não perder de vista que o agente que realiza a atividade do serviço de transporte é regulado e que sua própria existência se dá pela prestação do seu serviço. Portanto, não deve ser uma premiação pela simples execução dos serviços prestados nos termos das normas aplicáveis.</p> <p>De todo o modo, o Conselho de Usuários precisará de mais informações acerca do tema para apresentar suas considerações mais detalhadas.</p>
32 (FIESP)	(e)	<p>Apenas quando atingirem metas de qualidade (Fator Q dentro do Fator X). Nenhuma das opções. Em termos práticos, no regime de receita máxima permitida, aumento de receita representa aumento tarifário. Se concedido benefício para incentivar a movimentação de biometano, por exemplo, será caracterizado um subsídio cruzado. Será uma política pública operada pela transportadora, que receberá um prêmio por isso, bancado pelos usuários.</p> <p>O prêmio deve ser um incentivo para a melhoria do serviço, por isso deve ser concedido apenas como redutor do Fator X, no Fator Q.</p>
35 (IBP)	(e)	<p>Em nenhuma das alternativas listadas. As empresas que operam em mercados regulados assumem obrigações explícitas em seus contratos ou mesmo determinados em Lei. Essas obrigações são a base para a prestação de serviços essenciais e incluem a garantia da eficiência operacional, a prestação de serviços sob determinados níveis de qualidade e ainda o atendimento de normas especificadas. O cumprimento dessas obrigações é o esperado não devendo ser confundido com mérito extraordinário que justificaria recompensas ou prêmios.</p> <p>Além disso, o modelo de regulação por incentivos nos moldes indicados na pergunta 05 já prevê a remuneração dos custos e investimentos das empresas de modo que os ganhos de eficiência sejam, em parte, retidos pela empresa dentro do período regulatório. A regulação por incentivos permite que as empresas retenham os ganhos de eficiência obtidos dentro de cada ciclo regulatório, o que já é uma forma de recompensa. Assim, não há necessidade de prêmios adicionais</p>

		<p>para aquilo que já é pago pelos carregadores por meio da aplicação das tarifas de transporte.</p> <p>Adicionalmente, entendemos que o foco regulatório neste modelo deve estar nas penalizações, ao transportador, pelo não cumprimento das obrigações, e não no pagamento de prêmios de desempenho para fazer o que é de sua obrigação normativa. Defendemos, portanto, a aplicação de penalidades em casos como, por exemplo, o não-atingimento das metas mínimas de qualidade e eficiência ou ainda o não atendimento dos padrões estabelecidos em termos regulatórios.</p> <p>Em síntese, a regulação por incentivos garante que as empresas cumpram suas obrigações contratuais e, ao mesmo tempo, permite que os benefícios financeiros obtidos por meio de ganhos de eficiência sejam apropriados, em parte, pelas transportadoras e repassados também aos consumidores. Assim, não nos parece razoável o pagamento de prêmios pelo atendimento de obrigações contratuais previamente estabelecidas, o que causaria distorções ao modelo defendido.</p>
36 (MBC)	(b)(d)	<p>b) que liguem novas áreas de oferta de gás</p> <p>É preciso incentivar a interiorização do gás por meio de modais alternativos (GNL em caminhões e embarcações fluviais) com tarifas compatíveis ao transporte dutoviário. Por isso, são necessários critérios para harmonização de tarifas entre diferentes transportadores, evitando distorções de preço para estados mais distantes dos centros de produção. Sugerem-se mecanismos de precificação que considerem custos logísticos diferenciados para estados, por exemplo, onde o modal fluvial e rodoviário ainda são essenciais na distribuição.</p> <p>d) que incentivem a movimentação de biogás no sistema de transporte</p> <p>A adoção de mecanismos de incentivo para gasodutos que integrem biocombustíveis no mercado nacional aproveita a vocação energética da Amazônia Legal e as oportunidades dos gases renováveis (biometano e hidrogênio de baixo carbono). Além disso, ao criar incentivos tarifários para gás natural liquefeito (GNL) descentralizado, fomenta-se a produção local de gás renovável.</p>
37 (NTS)	(a)(b)(c)(d)(e)	<p>(e) conexão a novas áreas de demandas e/a ofertas</p> <p>A exemplo do que é praticado em empresas de transporte de gás em vários países da União Europeia, a aplicação de incentivos aumenta a atratividade e estimula o apetite para os investimentos significativos e necessários para a expansão, a modernização e a integração da malha de dutos no Brasil. Destacamos dois exemplos internacionais, onde prêmios adicionais para CAPEX foram aplicados com sucesso para incentivar esses investimentos: i) Na França, o regulador, CRE, incluiu um prêmio adicional ao WACC por vários períodos regulatórios até 2016. Foi aplicado um prêmio de 1,25% a 4,25% para projetos centrados na expansão da capacidade da rede e/ou que foram considerados favoráveis à integração do mercado e à concorrência. Isso foi feito com o objetivo de reduzir os custos tarifários para os clientes no médio prazo. Estes prêmios foram limitados à duração do investimento (entre 5 e 10 anos), com incidência apenas sobre valor investido; ii) Na Itália, o regulador, ARERA, incluiu um prêmio que varia de 1% a 1,5% em investimentos focados no aumento da capacidade da rede de transporte de gás, em linha com os objetivos da política energética nacional. No quinto período regulatório, o prêmio foi limitado a 10 anos e direcionado a projetos específicos. O prêmio foi inicialmente fixado em 1%, mas aumentou para 1,5% em 2019 durante o período regulatório. No atual período regulatório, que vai de 2020 a 2024, considerando a mudança das prioridades nacionais, a ARERA incluiu um prêmio adicional ao WACC para ativos que operam além do final de sua vida útil, com objetivo de incentivar as empresas a continuarem a utilizar os ativos existentes nesse período de transição energética, em que o futuro do gás, no mercado europeu, é cada vez mais incerto. Este incentivo é igual a 1% do custo histórico reavaliado do ativo. O Mercado brasileiro de transporte de gás está passando por um período de transformação significativa e, como resultado, exige níveis muito altos de investimento para expandir a rede e atender ao aumento da demanda industrial, apoiar o crescimento econômico das regiões atendidas pelo abastecimento, expandir a capacidade da rede existente para absorver a produção adicional de gás e, também, para integrar ainda mais os sistemas de gasodutos e outras instalações (como armazenamento e terminais de GNL) aumentando a concorrência, a flexibilidade e a resiliência da rede de gás e, com isso, ajudar a reduzir as emissões de gases de efeito estufa, em linha com as metas climáticas do Brasil. Investimentos dessa magnitude exigirão que as empresas de transporte de gás captem recursos, desde que sejam atrativos. A experiência internacional</p>

		comprova que o incremento de um prêmio adicional ao WACC para estes projetos, estimula o apetite dos investidores ao risco e, consequentemente, ajuda a cumprir os objetivos energéticos e estratégicos do País. Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.
38 (TBG)	(a)(b)(c)(d)	Ver contribuição ATGÁS.
39 (TAG)	(a)(b)(c)(d)(e)	<p>(e) Conexão de áreas de oferta a novas áreas de demanda</p> <p>A exemplo do que é praticado em empresas de transporte de gás em vários países da União Europeia, a aplicação de incentivos aumenta a atratividade e estimula o apetite para os investimentos significativos e necessários para a expansão, a modernização e a integração da malha de dutos no Brasil. Destacamos dois exemplos internacionais, onde prêmios adicionais para CAPEX foram aplicados com sucesso para incentivar esses investimentos: i) Na França, o regulador, CRE, incluiu um prêmio adicional ao WACC por vários períodos regulatórios até 2016. Foi aplicado um prêmio de 1,25% a 4,25% para projetos centrados na expansão da capacidade da rede e/ou que foram considerados favoráveis à integração do mercado e à concorrência. Isso foi feito com o objetivo de reduzir os custos tarifários para os clientes no médio prazo. Estes prêmios foram limitados à duração do investimento (entre 5 e 10 anos), com incidência apenas sobre valor investido; ii) Na Itália, o regulador, ARERA, incluiu um prêmio que varia de 1% a 1,5% em investimentos focados no aumento da capacidade da rede de transporte de gás, em linha com os objetivos da política energética nacional. No quinto período regulatório, o prêmio foi limitado a 10 anos e direcionado a projetos específicos. O prêmio foi inicialmente fixado em 1%, mas aumentou para 1,5% em 2019 durante o período regulatório. No atual período regulatório, que vai de 2020 a 2024, considerando a mudança das prioridades nacionais, a ARERA incluiu um prêmio adicional ao WACC para ativos que operam além do final de sua vida útil, com objetivo de incentivar as empresas a continuarem a utilizar os ativos existentes nesse período de transição energética, em que o futuro do gás, no mercado europeu, é cada vez mais incerto. Este incentivo é igual a 1% do custo histórico reavaliado do ativo. O Mercado brasileiro de transporte de gás está passando por um período de transformação significativa e, como resultado, exige níveis muito altos de investimento para expandir a rede e atender ao aumento da demanda industrial, apoiar o crescimento econômico das regiões atendidas pelo abastecimento, expandir a capacidade da rede existente para absorver a produção adicional de gás e, também, para integrar ainda mais os sistemas de gasodutos e outras instalações (como armazenamento e terminais de GNL) aumentando a concorrência, a flexibilidade e a resiliência da rede de gás e, com isso, ajudar a reduzir as emissões de gases de efeito estufa, em linha com as metas climáticas do Brasil. Investimentos dessa magnitude exigirão que as empresas de transporte de gás captem recursos, desde que sejam atrativos. A experiência internacional comprova que o incremento de um prêmio adicional ao WACC para estes projetos, estimula o apetite dos investidores ao risco e, consequentemente, ajuda a cumprir os objetivos energéticos e estratégicos do País</p>

Questão 8

Em quais situações deveria ser utilizada a depreciação acelerada? Justifique.



--

ID	Resposta
1 (BRAVA)	Sem comentários.
2 (COMMIT)	<p>Conforme discutido anteriormente, antes de qualquer discussão sobre depreciação acelerada de novos investimentos, é fundamental que se conheça quais foram as taxas de depreciação utilizadas na definição das tarifas dos contratos legados. Apenas com base nisso será possível determinar o estágio de depreciação dos ativos em operação.</p> <p>Em relação à aplicação de depreciação acelerada para novos investimentos, algumas considerações são necessárias. Primeiro, diferente de alguns contratos de concessão que dispõe especificamente sobre os prazos de depreciação a serem utilizados para os ativos, não há qualquer previsão contratual para a taxa de depreciação dos ativos de transporte.</p> <p>A aplicação de depreciação acelerada, em geral, justifica-se em contextos em que a necessidade por novos investimentos é crescente e faz-se necessário um sinal econômico que incentive o operador a repor rapidamente sua base de ativos. Na prática, se um ativo tem vida útil física de 30 a 40 anos, mas sua taxa de depreciação é de 15 a 20 anos, isto implique na necessidade de fazer novos investimentos com maior celeridade, a fim de recompor a base de ativos que deprecia mais rapidamente.</p> <p>Não parece ser o caso do transporte, cujos investimentos estão estagnados há mais de uma década. Ainda que novos investimentos sejam necessários – e, em muitos casos, são – não há um contexto de mercado que justifique a recomposição desses ativos rapidamente, em virtude de algum risco de paralisação na expansão dos serviços – como é o caso de inúmeras concessões de distribuição, nas quais áreas greenfield foram concedidas e investimentos expressivos ainda são necessários para aumentar a disponibilidade de gás.</p> <p>Em suma, taxas de depreciação aceleradas só deveriam ser utilizadas em casos específicos, <u>quando há previsão contratual ou quando há uma necessidade sistêmica por novos investimentos</u> – o que não é o caso, conforme discutido acima.</p>
3 (CSN)	<p>A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) deve regulamentar as práticas contábeis e de depreciação, favorecendo métodos que reflitam a vida útil real dos ativos e assegurem tarifas justas para os consumidores.</p> <p>Para a aplicação de depreciação acelerada, o regulador deve definir quais tipos de ativos são elegíveis para tal, com base em demonstrações que garantam o equilíbrio econômico entre os interesses dos investidores e as tarifas cobradas dos consumidores finais.</p> <p>A depreciação acelerada pode ser aplicada, por exemplo, em investimentos de <u>gasodutos não integrantes do sistema de transporte</u>, com custos repassados exclusivamente ao carregador solicitante. Não podendo ser reclassificado como integrante do sistema de transporte pelo menos até o final de sua depreciação, ou se for o caso com revisão da metodologia.</p>
5 (ENEVA)	<p>Entendemos que essa alternativa <u>não seria interessante ao mercado</u> pois dificultaria a entrada de novos agentes.</p> <p>Em maiores detalhes, considerando o processo gradativo de desenvolvimento do mercado de gás natural no país (período transitório do nosso mercado de gás), que conta, ainda, com pouca liquidez e competitividade, em que a forma de cálculo das tarifas de transporte varia de acordo com cada transportador autorizado por esta SIM/ANP, essa metodologia de depreciação acaba fazendo, consequentemente, com que as tarifas do serviço de transporte sejam mais altas. Como consequência, quando encarecemos o transporte, perdemos competitividade.</p>
8 (GBS)	Em áreas onde haja o <u>investimento de novos gasodutos</u> .
9 (GNLINK)	Em situações em que haja o <u>investimento em nova infraestrutura de gasodutos</u> .
10 (MITSUI)	A depreciação acelerada deveria ocorrer quando houver <u>a necessidade de aceleração de investimentos</u> para desenvolver mercado.
13 (PETRORECONCAVO)	Para as empresas carregadoras, a depreciação acelerada pode não ser a opção mais vantajosa, pois ela tende a aumentar os custos da tarifa no curto prazo. Como o investimento é recuperado mais rapidamente, o impacto tarifário pode ser elevado, o que pode resultar em maiores custos para o transporte de gás. No entanto, em <u>projetos específicos que aumentem a segurança do suprimento ou a flexibilidade do sistema</u> , essa abordagem pode ser justificável.
15 (YARA)	A depreciação acelerada deve ser utilizada de forma excepcional e estratégica, com critérios regulatórios claros, vinculada a objetivos de política pública, <u>melhoria sistêmica</u> ou incentivo à inovação tecnológica. É essencial que a agência coíba a utilização indiscriminada em ativos convencionais, com vida útil longa e riscos operacionais conhecidos, e em situações em que a

	<p>depreciação acelerada sirva apenas para antecipar receita sem contrapartida sistêmica, o que pode inflar tarifas nos primeiros anos.</p> <p>O caso da depreciação do sistema GASIG em 15 anos deve ser tomado como referência negativa, por ter antecipado custos para os carregadores sem um ganho sistêmico compatível claramente demonstrado. Conforme apontado nas contribuições da CP-17/2023, não houve justificativa técnica adequada para tal redução da vida útil regulatória. O ativo não apresenta riscos tecnológicos excepcionais, tampouco se insere em um projeto inovador ou com horizonte reduzido de utilização. Sugerimos que haja definição de critérios regulatórios mínimos para concessão do benefício como:</p> <ul style="list-style-type: none"> - justificativa técnica econômica detalhada, - aprovação prévia pela ANP, com demonstração do benefício para o sistema, - mecanismo de ajuste ex post caso os benefícios não se concretizem, - avaliação econômica criteriosa do impacto tarifário inicial, garantindo que o benefício total ao sistema supere os custos adicionais decorrentes da antecipação da depreciação.
16 (ARM)	<ul style="list-style-type: none"> • <u>Não deveria ser utilizada.</u> Experiências internacionais e locais comprovam que, bem operados e mantidos, gasodutos podem ter uma vida útil de mais de 50 anos. A depreciação acelerada permite a dedução de despesas maiores nos primeiros anos após a compra e menores despesas à medida que o item depreciado envelhece. O princípio que norteia a depreciação acelerada é o de que as maiores despesas ligadas a um ativo acontecem nos primeiros anos após a sua compra. No caso do GASIG, por exemplo, a maioria das contribuições recebidas no âmbito da Proposta tarifária defendeu que o período de amortização de 15 anos proposto não estava em harmonia com as boas práticas internacionais, face ao costume de estabelecimento períodos de 30 anos para depreciação de outros gasodutos. • Para tanto, a ANP deveria tratar este tema conforme as melhores práticas internacionais, fixando, através de resoluções, os períodos de vida útil das instalações de transporte de gás natural. Como exemplo desta prática temos a Circular n.º 9/2019, de 12 de dezembro de 2019, da Comissão Nacional de Mercados e Concorrência da Espanha, que estabelece a metodologia de determinação da remuneração das instalações de transporte de gás natural "BOE" n.º 307, de 23 de dezembro de 2019 Referência: BOE-A-2019-18398.
18 (QUANTUM)	<p><u>Não se vislumbra a necessidade de utilizar</u> o mecanismos de depreciação acelerada no setor de transporte de gás.</p>
19 (VEIRANO)	<p>Antes de discutir a depreciação acelerada para novos investimentos, é essencial conhecer as taxas de depreciação aplicadas nos contratos legados, pois só assim é possível determinar o estágio atual de depreciação dos ativos em operação.</p> <p>A depreciação acelerada costuma ser utilizada quando há necessidade urgente de novos investimentos, incentivando a rápida recomposição da base de ativos. No entanto, esse não parece ser o caso do setor de transporte, onde os investimentos estão estagnados há mais de uma década. Embora novos aportes sejam necessários, não há um cenário que exija a substituição acelerada de ativos.</p> <p>Assim, a aplicação de taxas de depreciação aceleradas deve ser limitada a casos excepcionais, nos quais haja <u>previsão contratual expressa ou uma demanda sistêmica por novos investimentos</u> — circunstâncias que, conforme analisado, não se verificam no setor de transporte atualmente.</p>
20 (ZENERGAS)	<p><u>Não vejo necessidade.</u> Os gasodutos devem seguir os conceitos tradicionais de vida útil para fins de depreciação. Os demais equipamentos conforme as tabelas utilizadas pelos reguladores nas concessões de distribuição. Em qualquer cenário entendemos que os ativos dos contratos legados estão pela condição contratual precedente, totalmente depreciados.</p>
21 (COMGÁS)	<p>Antes de entrar na discussão sobre a aplicabilidade da depreciação acelerada para novos investimentos, é crucial analisar as taxas de depreciação definidas nos contratos legados. Isso permite entender em que fase de depreciação regulatória os ativos em operação se encontram atualmente. É importante notar que, ao contrário de alguns contratos de concessão que estipulam explicitamente os períodos de depreciação dos ativos, os ativos de transporte geralmente não possuem taxas de depreciação previamente definidas em contrato.</p> <p>No setor de transporte, onde os investimentos têm sido escassos por mais de uma década, a realidade é diferente. Apesar da necessidade de novos investimentos em algumas áreas, não existe um mercado que exija uma recomposição rápida dos ativos devido a riscos de paralisação ou expansão dos serviços. Isso contrasta com situações em algumas concessões de distribuição onde áreas greenfield foram concedidas e investimentos significativos ainda são necessários para expandir a infraestrutura de gás.</p> <p>No entanto, ao revisar as tarifas dos contratos legados que estão prestes a vencer, é necessário entender quais foram as premissas de depreciação dos ativos que influenciaram as tarifas estabelecidas. Se a depreciação acelerada foi o critério adotado, o valor residual atual dos ativos seria inexistente ou significativamente reduzido comparado ao que seria se a depreciação tivesse sido calculada com base na vida útil contábil dos ativos. Normalmente, espera-se que os ativos sob</p>

	<p>contratos legados estejam completamente depreciados. Para novos gasodutos, a depreciação deve ser calculada de acordo com a vida útil estimada dos ativos.</p> <p>Portanto, a adoção de taxas de depreciação aceleradas deveria ser reservada para situações específicas onde exista uma previsão contratual clara ou uma necessidade sistêmica por novos investimentos, condições que atualmente não se aplicam ao setor de transporte conforme analisado.</p>
22 (CIGÁS)	<p>Em regra, o estabelecimento de período de depreciação deve respeitar a vida útil projetada aos ativos. Por óbvio que alguns ativos podem ter vida útil alongada, o que tornaria desinteressante ou não pertinente para que interessados invistam e busquem rentabilidade e retorno em prazos razoáveis. Assim, entende-se que para a indústria de redes, há admissibilidade em se respeitar a vida útil do bem adquirido e, diante de ativos onde este prazo supera 30 anos, se crie um limitador. A aceleração de depreciação em prazos inferiores <u>deve ser admitida exclusivamente em ativos cuja tecnologia tenha tendência de rápida obsolescência</u>.</p> <p>No entanto, para a revisão tarifária dos contratos legados que irão vencer, deve-se conhecer quais premissas foram consideradas para a depreciação dos ativos dos respectivos contratos que geraram as tarifas aplicadas. Se o critério utilizado tiver sido o de depreciação acelerada, o valor residual atual seria inexistente ou menor do que se aplicada a depreciação pela vida útil. Entende-se, contudo, que os ativos vinculados a contratos legados estariam 100% depreciados. Para novos dutos, deve ser considerada a depreciação conforme a vida útil dos ativos.</p>
24 (SEDE/MG)	<p>Equipamentos portáteis em manutenção de campo submetidos a desgastes naturais de operacionalidade que necessitam de calibração, e, portanto, devem ser <u>substituídos mais rapidamente</u>.</p>
26 (ABEGÁS)	<p>Em regra, o estabelecimento de período de depreciação deve respeitar a vida útil projetada aos ativos. Por óbvio que alguns ativos podem ter vida útil alongada, o que tornaria desinteressante ou não pertinente para que interessados invistam e busquem rentabilidade e retorno em prazos razoáveis. Assim, entende-se que para a indústria de redes, há admissibilidade em se respeitar a vida útil do bem adquirido e, diante de ativos onde este prazo supera 30 anos, se crie um limitador. A aceleração de depreciação em prazos inferiores deve ser admitida exclusivamente em <u>ativos cuja tecnologia tenha tendência de rápida obsolescência</u>.</p> <p>No entanto, para a revisão tarifária dos contratos legados que irão vencer, deve-se conhecer quais premissas foram consideradas para a depreciação dos ativos dos respectivos contratos que geraram as tarifas aplicadas. Se o critério utilizado tiver sido o de depreciação acelerada, o valor residual atual seria inexistente ou menor do que se aplicada a depreciação pela vida útil. Entende-se, contudo, que os ativos vinculados a contratos legados estariam 100% depreciados. Para novos dutos, deve ser considerada a depreciação conforme a vida útil dos ativos.</p>
27 (ABRACE)	<p>A depreciação acelerada é um método que permite a alocação de uma parcela maior do custo de um ativo nos primeiros anos de sua vida útil, permitindo que o retorno financeiro pelo investimento aconteça de forma mais rápida. Recentemente, alguns países europeus estão revisando a vida útil regulatória dos ativos de gás natural para refletir a expectativa de menor demanda futura, em resposta às ambiciosas metas de descarbonização estabelecidas, quando não for possível a sua reutilização para gases renováveis (devido aos altos volumes de capital empregado, é comum a regulação do setor adotar o método de depreciação linear, considerando, em média, uma vida útil entre 40 e 50 anos).</p> <p>No entanto, a adoção da depreciação acelerada tem impactos negativos às tarifas, o que pode incentivar a desconexão da demanda existente e desincentivar a conexão de demandas futuras. Por isso, considerando o alto custo do transporte no Brasil, entendemos que a depreciação acelerada não deve, salvo exceções, ser aplicada. Sendo assim, o nosso entendimento é que a ANP deve regular as práticas contábeis e de depreciação, geralmente favorecendo métodos que refletem a vida útil real dos ativos e que garantem tarifas justas para os consumidores. Para ser aplicada, o regulador, deveria definir quais tipos de ativos são elegíveis para depreciação acelerada, com base em demonstrações que garantam o balanceamento econômico investidor/tarifas ao consumidor final.</p> <p>Por exemplo, a depreciação acelerada pode ser adotada em investimentos de gasodutos não integrantes do sistema de transporte (gasodutos de conexão), cujos custos serão repassados exclusivamente ao carregador solicitante. Mesmo assim, sugerimos que a regulação permita que a metodologia seja revista, caso o gasoduto seja reclassificado e passe a integrar o sistema de transporte, pois, neste caso, os custos serão compartilhados com os demais carregadores.</p> <p>Ademais, a adoção do método da depreciação acelerada pode ser interessante em caso de investimentos estratégicos, como em conexão de instalações que confirmam flexibilidade ao sistema, correção de gargalos importantes para a segurança e integridade do sistema e que não possam ser contornados por ações operacionais e de investimentos que permitirão a integração entre as áreas de mercado com efeitos benéficos ao desenvolvimento da competitividade e liquidez da molécula.</p>

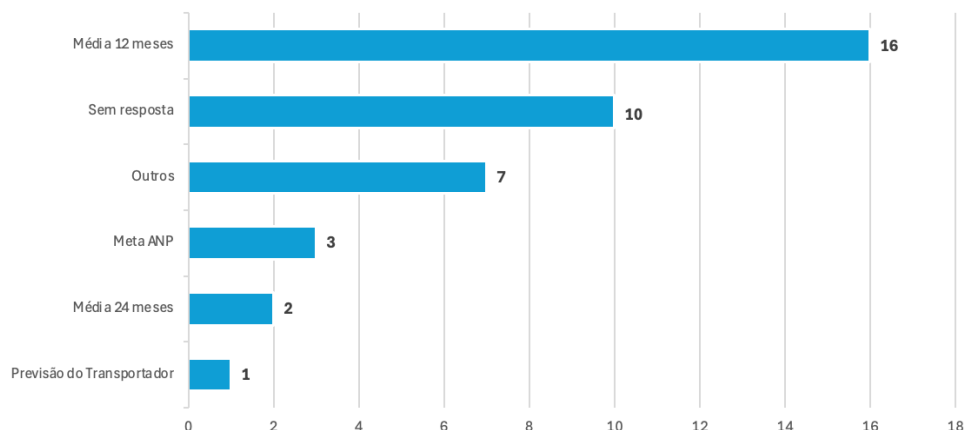
	Mesmo assim, a decisão de aplicação deste método deve suceder a análises de impacto regulatório já mencionadas acima.
28 (ABRAGET)	Como a remuneração dos investimentos no segmento de transporte ainda se encontra em um primeiro ciclo, restando pendente a remuneração inicial de todos os ativos que compõem a infraestrutura da TAG e NTS, entendemos que <u>não seria aplicável a adoção de depreciação acelerada até que houvesse o término do último contrato de transporte (contrato GASENE em 2033)</u> . Caso contrário, uma vez que a adoção da depreciação acelerada tende a incrementar as tarifas, estaríamos convivendo com tarifas elevadas associadas aos contratos originais e resultantes do impacto da aplicação da depreciação acelerada. Após concluído esse período inicial, entendemos que deveria haver uma análise criteriosa, caso a caso, inclusive com a participação e anuência do CdU.
30 (ATGÁS)	Para fins de depreciação regulatória, os Ativos Existentes, poderão ter período de depreciação regulatória equivalente ao período de depreciação contábil. A exclusivo critério da Transportadora, o período de depreciação dos ativos existentes poderá ser ampliado para recuperação dos investimentos atinentes aos contratos legados. Para novos investimentos, deverá ser observado, para fins de depreciação regulatória, o período de depreciação contábil como regra geral. Tal período poderá ser reduzido ou ampliado como, respectivamente, instrumento de incentivo ao investimento ou gerador de modicidade tarifária, desde que proposto pela Transportadora e aprovado pelo regulador. Investimentos realizados para manutenção e recuperação de ativos poderão ter período de depreciação distintos do período de depreciação contábil, a depender de sua magnitude em relação ao valor total do ativo principal, podendo ter seu período de depreciação acelerado desde que <u>proposto pela Transportadora e aprovado pelo regulador</u> .
31 (CDU)	Como a remuneração dos investimentos no segmento de transporte ainda se encontra em um primeiro ciclo, restando pendente a remuneração inicial de todos os ativos que compõem a infraestrutura da TAG e NTS, entendemos que <u>não seria aplicável a adoção de depreciação acelerada até que houvesse o término do último contrato de transporte (contrato GASENE em 2033)</u> . Caso contrário, uma vez que a adoção da depreciação acelerada tende a incrementar as tarifas, estaríamos convivendo com tarifas elevadas associadas aos contratos originais e resultantes do impacto da aplicação da depreciação acelerada (perda de competitividade). Após concluído esse período inicial e para novos ativos, entendemos que deveria haver uma análise transparente e criteriosa, a partir de consulta pública ao mercado.
32 (FIESP)	<u>A depreciação acelerada não deve ser uma opção</u> . Trata-se de infraestrutura de longo prazo de maturação, investimentos intensivos em capital e remuneração garantida. Portanto, a velocidade da depreciação tem relação direta com o nível tarifário aplicado. Permitir a depreciação acelerada pode interferir na previsibilidade das tarifas de transporte.
35 (IBP)	Como a remuneração dos investimentos no segmento de transporte ainda se encontra em um primeiro ciclo, restando pendente a remuneração inicial de todos os ativos que compõem a infraestrutura da TAG e NTS, entendemos que <u>não seria aplicável a adoção de depreciação acelerada até que houvesse o término do último contrato de transporte (contrato GASENE em 2033)</u> . Caso contrário, uma vez que a adoção da depreciação acelerada tende a incrementar as tarifas, estaríamos convivendo com tarifas elevadas associadas aos contratos originais e resultantes do impacto da aplicação da depreciação acelerada. Após concluído esse período inicial, entendemos que deveria haver uma análise transparente e criteriosa, considerando cada caso, inclusive com a participação e anuência do Conselho de Usuários (CdU).
37 (NTS)	Para fins de depreciação regulatória, os Ativos Existentes, poderão ter período de depreciação regulatória equivalente ao período de depreciação contábil. A exclusivo critério da Transportadora, o período de depreciação dos ativos existentes poderá ser ampliado para recuperação dos investimentos atinentes aos contratos legados. Para novos investimentos, deverá ser observado, para fins de depreciação regulatória, o período de depreciação contábil como regra geral. Tal período poderá ser reduzido ou ampliado como, respectivamente, instrumento de incentivo ao investimento ou gerador de modicidade tarifária, desde que proposto pela Transportadora e aprovado pelo regulador. Investimentos realizados para manutenção e recuperação de ativos poderão ter período de depreciação distintos do período de depreciação contábil, a depender de sua magnitude em relação ao valor total do ativo principal, podendo ter seu período de depreciação acelerado desde que proposto pela Transportadora e aprovado pelo regulador. Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.
38 (TBG)	Ver contribuição ATGÁS.

39 (TAG)	Para fins de depreciação regulatória, os Ativos Existentes, poderão ter período de depreciação regulatória equivalente ao período de depreciação contábil. A exclusivo critério da Transportadora, o período de depreciação dos ativos existentes poderá ser ampliado para recuperação dos investimentos atinentes aos contratos legados. Para novos investimentos, deverá ser observado, para fins de depreciação regulatória, o período de depreciação contábil como regra geral. Tal período poderá ser reduzido ou ampliado como, respectivamente, instrumento de incentivo ao investimento ou gerador de modicidade tarifária, desde que proposto pela Transportadora e aprovado pelo regulador. Investimentos realizados para manutenção e recuperação de ativos poderão ter período de depreciação distintos do período de depreciação contábil, a depender de sua magnitude em relação ao valor total do ativo principal, podendo ter seu período de depreciação acelerado desde que proposto pela Transportadora e aprovado pelo regulador.
-------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Questão 9

Dado que o transportador deverá recuperar uma parte de sua RMP via produtos de capacidade firme de curto prazo (diário, mensal e trimestral), na sua opinião, como deve ser calculado o percentual da receita que deverá vir desses produtos? Justifique.

- (a) Pela média dos últimos 12 meses anteriores à submissão da proposta tarifária
- (b) Pela média dos últimos 24 meses anteriores à submissão da proposta tarifária
- (c) Por meio da previsão do transportador
- (d) Conforme meta determinada pela ANP (regulação por incentivo)
- (e) Outras formas de cálculo (citar)



ID	Resposta	Justificativa
1 (BRAVA)	(e)	Deverá ser feita conforme meta determinada pela ANP, que deve utilizar a média dos últimos 12 meses anteriores à submissão da proposta como base.
2 (COMMIT)	(a)	<p>O percentual deve ser calculado com base na média dos últimos 12 meses anteriores à submissão da proposta tarifária, pois assegura que o valor esteja alinhado com a realidade da demanda. Como os contratos de curto prazo são sazonais, considerar a média histórica permite capturar essas variações, gera maior previsibilidade e evita distorções nos números.</p> <p>Importante frisar, neste ponto, que a receita prevista dos produtos de curto prazo – cada vez mais relevantes, em virtude da nova dinâmica do mercado – deveriam ser consideradas no cálculo da RMP ex-ante, ou seja, já no processo de revisão tarifária. Assim, ao mesmo tempo em que se define a RMP, deve-se também estimar a receita (e a demanda) que será proveniente de contratos de curto prazo, a fim de determinar as tarifas de transporte de forma mais assertiva.</p> <p>Não considerar estas receitas, assim como sua respectiva demanda, pode implicar na majoração das tarifas de transporte, sobre as quais ainda serão aplicados aos multiplicadores de curto prazo, impactando de forma mais expressiva os usuários do sistema de transporte.</p>
3 (CSN)	(e)	<p>Combinação das respostas 'a', 'c' e 'd'</p> <p>Combinação das respostas 'a', 'c' e 'd'. O percentual da RMP a ser recuperada via produtos de capacidade firme de curto prazo, de forma ex-ante, pode ser calculado com</p>

		<p>base na previsão do transportador, utilizando a média dos últimos 12 meses anteriores à submissão da proposta tarifária (opção a), e contando com a determinação da ANP para sua aplicação.</p> <p>Essa abordagem oferece melhor previsibilidade e retorno nas tarifas de forma anual, ao invés de a cada 24 meses, como é feito na conta regulatória. Utilizar um histórico de 12 meses permite capturar variações sazonais e tendências recentes, proporcionando uma base mais precisa e atualizada para o cálculo das receitas. Além disso, a determinação pela ANP garante que o processo seja regulado e padronizado, promovendo transparência e confiança no mercado.</p>
7 (GALP)	(a)	<p>Em um cenário ideal, entendemos como oportuno que a meta fosse determinada pela ANP dentro do contexto de defesa da regulação por incentivo. Entretanto, considerando a incipiência do mercado de gás natural no Brasil, entendemos que o ideal seria trabalhar com um cap de valor que seria uma média mais curta, ou seja, a previsão inicial de cálculo deveria ter como valor máximo a média de 12 meses anteriores à submissão da proposta tarifária, visando manter a correlação com os valores realizados. Ademais, outro ponto importante que também deveria ser objeto de discussão diz respeito à receita aferida maior que a RMP com os produtos de curto prazo. Entendemos que ao menos parte desse valor deveria ser devolvido aos contratantes de transporte anuais, de forma a existir um incentivo para a contratação firme anual.</p>
8 (GBS)	(a)	<p>O período de 1 ano é uma amostra ampla de eventos, que garante a captura de períodos de sazonalidade e reflete uma tendência mais atualizada dos movimentos recentes do mercado.</p>
9 (GNLINK)	(a)	<p>A média dos últimos 12 meses representa uma ampla amostra de eventos que garante a captura de períodos de sazonalidade e reflete uma tendência mais atualizada dos movimentos recentes do mercado.</p>
10 (MITSUI)	(c)	<p>Diante do modelo regulatório (Revenue Cap) estabelecido para composição da Receita Máxima Permitida (RMP) e que as variações entre a RMP calculada e a efetivamente realizada será compensada na conta regulatória, entendemos que a melhor opção seria por meio da previsão do transportador.</p>
11 (MTX)	(a)	<p>Nos parece ser o método mais adequado tanto para a recuperação de uma parte da RMP pelo Transportador, como para a aplicação na tarifa sem que haja impacto desnecessário e oneroso para os agentes envolvidos.</p>
13 (PETRORECONCAVO)	(b)	<p>Para os carregadores, a média dos últimos 24 meses é a melhor opção, pois reduz a incerteza na composição tarifária, evita distorções sazonais e proporciona maior previsibilidade no custo do transporte de gás.</p>
14 (SHELL)	(a)	<p>Mesmo com um mercado incipiente e ciente que variações entre anos podem ocorrer, na visão da Shell, conforme já vem sendo implementado, a média dos últimos 12 meses seria a melhor maneira de calcular o percentual da receita máxima permitida oriunda de produtos de curto prazo.</p> <p>Indo além, em nossa visão, a RMP seria uma composição da capacidade firme contratada e de uma estimativa, baseada no ano anterior, da receita oriunda dos produtos de curto prazo.</p>
15 (YARA)	(d)	<p>A definição do percentual da Receita Máxima Permitida (RMP) a ser recuperado por meio da venda de capacidade firme de curto prazo deve evitar exposição excessiva à volatilidade, que poderia comprometer a sustentabilidade da malha, mas também criar incentivos adequados à comercialização ativa e eficiente da capacidade remanescente. A metodologia mais adequada é a fixação de metas regulatórias por parte da ANP, no contexto de uma regulação por incentivo, com base em benchmark de mercados maduros, como o europeu (ex: TSO's com metas progressivas de comercialização spot); análise histórica do uso da capacidade remanescente e flexível no Brasil; potencial de desenvolvimento do mercado secundário e da liquidez.</p> <p>Essa estratégia regulatória pode ser uma ferramenta crucial para acelerar a liquidez do mercado de gás brasileiro, ainda caracterizado por baixa flexibilidade contratual, baixa pluralidade de agentes e pouca movimentação de curto prazo.</p> <p>Embora se reconheça que, em um momento inicial, a média dos últimos 12 meses de comercialização possa ser usada como referência preliminar, é fundamental que a ANP leve em conta que: os produtos de curto prazo têm hoje um custo extremamente elevado, o que inibe sua contratação por parte de consumidores industriais; o mercado potencial desses produtos é muito superior à performance atual, mas é freado pelas tarifas e estrutura tarifária ineficiente; muitos consumidores deixam de ampliar seu consumo ou atender picos de demanda justamente por conta do preço proibitivo da capacidade firme de curto prazo.</p>

		<p>Portanto, a meta deve refletir o potencial real de mercado e funcionar como instrumento de sinalização para que os transportadores ajustem sua estratégia comercial e a estrutura tarifária favoreça o uso eficiente da malha.</p> <p>Essas metas devem ser revisadas periodicamente com base no desempenho do transportador; permitir retenção parcial da receita excedente como bônus por performance, desde que haja transparência e neutralidade tarifária; estimular o uso eficiente da capacidade ociosa, reduzindo tarifas para todos os usuários e promovendo dinamismo no mercado.</p>
16 (ARM)	(a)	<ul style="list-style-type: none"> • O percentual da receita que virá desses produtos deve ser calculado pela média dos últimos 12 meses anteriores à submissão da proposta tarifária, (opção a), tendo em vista que os contratos de transporte de curto prazo visam atender demandas sazonais ou imprevistas de usuários que precisam de flexibilidade.
18 (QUANTUM)	(a)	Permite capturar as variações sazonais em forma adequada.
19 (VEIRANO)	(a)	O percentual da receita proveniente desses produtos deverá ser calculado com base na média dos últimos 12 meses anteriores à submissão da proposta tarifária, por se tratar do critério que melhor reflete as condições atuais de utilização da malha.
20 (ZENERGAS)	(a)	Trata-se do cálculo mais diretamente relacionado às necessidades.
21 (COMGÁS)	(a)	<p>O percentual da RMP que deve ser recuperado através de produtos de capacidade firme de curto prazo deve ser determinado com base na média da receita gerada por esses produtos nos últimos 12 meses anteriores à submissão da proposta tarifária. Esta metodologia captura de forma eficaz a demanda real e a utilização da malha por parte dos usuários que necessitam de flexibilidade para atender a demandas sazonais ou imprevistas.</p> <p>A escolha de um período de 12 meses para o cálculo é essencial, pois oferece uma visão abrangente e representativa das variações sazonais e das tendências de consumo, assegurando que o cálculo do percentual reflita as condições atuais do mercado. Esta abordagem proporciona a necessária previsibilidade tanto para os transportadores quanto para os usuários, facilitando o planejamento e a gestão eficiente dos recursos.</p>
22 (CIGÁS)	(b)	Sugere-se pela média dos últimos 24 meses anteriores à submissão da proposta tarifária a ser submetida à ANP.
23 (SULGÁS)	(a)	A média dos 12 (doze) meses anteriores à submissão da proposta tarifária é o método que mais se aproxima da realidade operacional da transportadora, uma vez que (i) são usados dados reais da contratação de capacidade firme de curto prazo, o que minimiza os erros de projeções; e (ii) a periodicidade de 12 (doze) meses reflete melhor a flexibilidade inerente a este tipo de contratação, uma vez que a demanda pelos produtos de curto prazo poderá ser alterada substancialmente a cada ano.
24 (SEDE/MG)	(d)	<p>A definição do percentual da Receita Máxima Permitida (RMP) a ser recuperado por meio de produtos de curto prazo (diário, mensal, trimestral) deve ser estabelecida pela ANP por meio de metas regulatórias. O mercado de gás está sujeito a diversas flutuações que podem não refletir a média histórica. Metas dinâmicas, portanto, consideram o contexto atual (como a expansão industrial ou eventos climáticos) e incentivam o transportador a otimizar a capacidade disponível.</p> <p>Dado o impacto dessas definições no equilíbrio do mercado e na previsibilidade para os agentes envolvidos, a realização de uma consulta pública pode ser um instrumento essencial para avaliar a metodologia de cálculo da receita sujeita às variações do mercado, garantindo maior transparência e alinhamento com as necessidades do setor.</p>
26 (ABEGÁS)	(a)	O percentual da receita que virá desses produtos deve ser calculado pela média dos últimos 12 meses anteriores à submissão da proposta tarifária, tendo em vista que os contratos de transporte de curto prazo visam atender demandas sazonais ou imprevistas de usuários que precisam de flexibilidade.
27 (ABRACE)	(e)	<p>Combinação das alternativas a,c e d.</p> <p>Apoiamos a proposta da ANP em definir ex-ante parte da RMP a ser recuperada por meio da oferta de produtos de curto prazo, evitando que o repasse do benefício tarifário aconteça, exclusivamente, via conta regulatória após 2 (dois) anos da obtenção da receita.</p> <p>Neste sentido, recomendamos a combinação entre as alternativas “a”, “c” e “d”. Para conferir maior previsibilidade, acreditamos que a melhor referência para a recuperação da RMP via produtos de curto prazo seja a média dos últimos 12 meses anteriores à submissão da proposta tarifária pelas transportadoras. Porém, como há grande expectativa de mudança na dinâmica de contratação e movimentação de capacidade, tendo em vista a nova metodologia do LRCAP, que prevê maior flexibilidade operacional para as térmicas, sugerimos que as transportadoras também simulem se e como poderá</p>

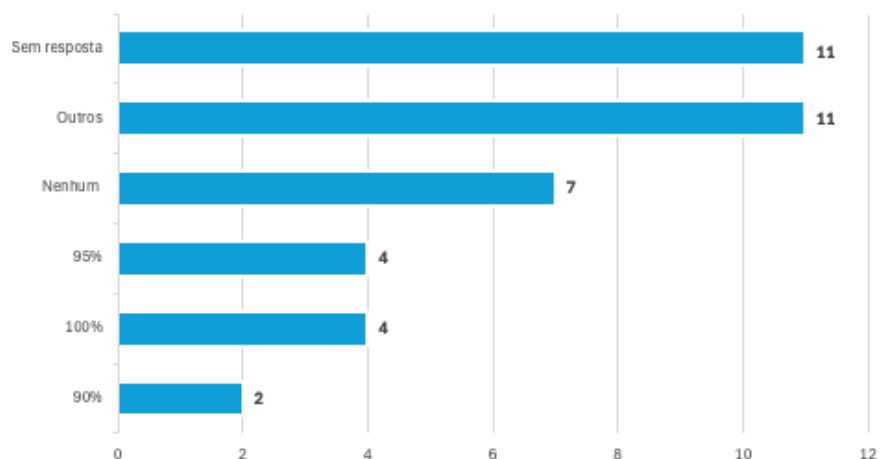
		afetar a contratação de capacidade entre o curto e o longo prazo, para que a regulação possa endossar ou redefinir, por meio de incentivos, o parâmetro a ser utilizado. Vale destacar que na ausência de transparência em relação à capacidade técnica e à operacionalidade do transporte, os carregadores e o mercado de forma geral não possuem elementos suficientes para contribuir de forma mais assertiva com o regulador. Portanto seria desejável que a regulação trouxesse diretrizes para a disponibilização desses dados pelas transportadoras.
28 (ABRAGET)	(a)	Quanto à utilização da receita oriunda dos contratos de curto prazo na recuperação da RMP, entendemos pertinente a utilização da média dos últimos 12 meses anteriores à submissão da proposta tarifária pela Transportadora, uma vez que melhor reflete a demanda do mercado, em detrimento à média dos últimos 24 meses. Quanto à opção de previsão do transportador, há um risco associado, especialmente se não houver transparência na forma de sua previsão.
30 (ATGÁS)	(e)	Visando mitigar eventuais oscilações tarifárias ocasionadas pelas flutuações da contratação de produtos de curto prazo, propõe-se que a receita oriunda de contratação de tais produtos e demais parcelas de receita recebida a maior sejam compensadas a partir do primeiro ano após a publicação da RANP revisada, a proposta tarifária para o POCC do referido ano a ser submetida a aprovação da ANP considerará o saldo de receita excedente auferido nos últimos 12 meses computados em base rolante. Dessa forma, os produtos de capacidade firme de curto prazo contratados ao longo do ciclo não comporiam a RMP e seriam compensados via conta regulatória de maneira célere a partir do volume efetivamente contratado.
31 (CDU)	(a)	Considerando o atual estágio de desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, avaliamos que o cálculo pela média dos últimos 12 meses parece o mais adequado . Entendemos que, à medida que o mercado se desenvolva e se torne mais maduro no país, será viável estabelecer metas definidas pela ANP e alinhado com o modelo de regulação por incentivos. Porém, como há grande expectativa de mudança na dinâmica de contratação e movimentação de capacidade, tendo em vista a nova metodologia do LRCAP, que prevê maior flexibilidade operacional para as térmicas, sugerimos que as transportadoras também simulem se e como poderá afetar a contratação de capacidade entre o curto e o longo prazo, para que a regulação possa endossar ou redefinir, por meio de incentivos, o parâmetro a ser utilizado.
32 (FIESP)	(d)	Deve ser calculado conforme meta determinada pela ANP. Como o histórico do volume transportado pode variar ao longo dos anos e no ano (sazonalidade), o mais indicado é que a própria agência reguladora fixe as tarifas de curto prazo.
35 (IBP)	(a)	Considerando o atual estágio de desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, avaliamos que o cálculo pela média dos últimos 12 meses parece o mais adequado. Entendemos que, à medida que o mercado se desenvolva e se torne mais maduro no país, será viável estabelecer metas definidas pela ANP e alinhado com o modelo de regulação por incentivos. Ademais, outro ponto importante que também deveria ser objeto de discussão diz respeito à receita auferida maior que a Receita Máxima Permitida com os produtos de curto prazo. Entendemos que esse valor deveria ser devolvido aos contratantes de transporte anuais, de forma a existir um incentivo para a contratação firme anual. Um exemplo buscando facilitar o entendimento seria no caso em que uma transportadora possui, em um ano 1, Receita Máxima Permitida de R\$100 (valores alocados as tarifas firmes anual) e obtenha receita adicional no valor de R\$20 por meio da comercialização de produtos de curto prazo – totalizando no ano 1 uma receita de R\$120. Neste caso, entendemos que o correto seria a devolução do valor de R\$20 adicionais, aos contratantes (firme anual), no ano 2. Além desse ajuste, no cálculo da RMP, para o ano 2, também deve ser descontado o montante estimado com os produtos de curto prazo no valor de R\$20. Desta forma, além da devolução obtida acima da RMP, deveria ser considerado como RMP no ano 2, a soma das receitas de R\$80 (produtos firme anual) + R\$20 (produtos anuais de curto prazo) – totalizando como RMP o valor de R\$100 para o ano 2.
37 (NTS)	(e)	Outras formas de cálculo. Visando mitigar eventuais oscilações tarifárias ocasionadas pelas flutuações da contratação de produtos de curto prazo, propõe-se que a receita oriunda de contratação de tais produtos e demais parcelas de receita recebida a maior sejam compensadas a partir do primeiro ano após a publicação da RANP revisada, a proposta

		<p>tarifária para o POCC do referido ano a ser submetida a aprovação da ANP considerará o saldo de receita excedente auferido nos últimos 12 meses computados em base rolante.</p> <p>Dessa forma, os produtos de capacidade firme de curto prazo contratados ao longo do ciclo não comporiam a RMP e seriam compensados via conta regulatória de maneira célere a partir do volume efetivamente contratado.</p> <p>Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.</p>
38 (TBG)	(e)	Ver contribuição ATGÁS.
39 (TAG)	(e)	<p>Saldo de Receita excedente últimos 12 meses.</p> <p>Visando mitigar eventuais oscilações tarifárias ocasionadas pelas flutuações da contratação de produtos de curto prazo, propõe-se que a receita oriunda de contratação de tais produtos e demais parcelas de receita recebida a maior sejam compensadas a partir do primeiro ano após a publicação da RANP revisada, a proposta tarifária para o POCC do referido ano a ser submetida a aprovação da ANP considerará o saldo de receita excedente auferido nos últimos 12 meses computados em base rolante.</p> <p>Dessa forma, os produtos de capacidade firme de curto prazo contratados ao longo do ciclo não comporiam a RMP e seriam compensados via conta regulatória de maneira célere a partir do volume efetivamente contratado.</p>

Questão 10

Qual desconto é considerado razoável para as tarifas em pontos de entrada/saída a partir de/para as instalações de estocagem de gás natural? Justifique.

- (a) nenhum desconto
 (b) 50%
 (c) 75%
 (d) 85%
 (e) 90%
 (f) 95%
 (g) 100%
 (h) Outros (citar)



ID	Resposta	Justificativa
1 (BRAVA)	(g)	A estocagem de gás contribui para um melhor balanço de oferta e demanda de gás na malha, sendo também um vetor relevante para possível redução de capacidade ociosa do sistema. Com isso, propomos o desconto de 100% como medida de incentivo à sua utilização.
2 (COMMIT)	(a)	Não deveria haver desconto para tarifas de entrada/saída a partir de instalações de estocagem de gás natural. A aplicação de descontos poderia gerar diferenciação indevida nas tarifas, impactando a isonomia entre os carregadores do sistema.

3 (CSN)	(g)	<p>A tarifa de estocagem deve ser diferenciada, tendo um alto desconto, idealmente chegando a 100%.</p> <p>O armazenamento subterrâneo de gás (UGS) não é uma fonte de suprimento, mas sim uma ferramenta estratégica para equilibrar os fluxos de gás e proporcionar flexibilidade no fornecimento. De acordo com a Administração de Informação de Energia dos EUA (EIA), as instalações de UGS são usadas principalmente para armazenar gás natural para uso futuro, o que é crucial para equilibrar oferta e demanda. Além disso, a Cedigaz destaca que o UGS desempenha um papel crítico em garantir um fornecimento estável durante os períodos de consumo máximo, como por exemplo em períodos de pico de acionamentos de termelétricas, mitigando a volatilidade dos preços, enfatizando ainda mais sua função de fornecer flexibilidade.</p> <p>Além disso, as tarifas de transporte não são aplicáveis ao UGS porque essas tarifas já são pagas quando o gás entra no gasoduto e quando sai. Isso garante que os custos associados ao transporte sejam cobertos nos pontos de entrada e saída, eliminando a necessidade de tarifas adicionais relacionadas ao processo de armazenamento.</p>
7 (GALP)	(g)	<p>O desconto de 100% estimularia o mercado completamente incipiente no país mas que possui elevado potencial de desenvolvimento. Todavia, destacamos que, caso aplicável, esse desconto deveria ter prazos bem definidos de duração para evitar que se torne um subsídio permanente, o que não é desejável.</p>
8 (GBS)	(f)	<p>Considerando a análise do custo de transporte e a função estratégica das instalações de estocagem de gás natural no sistema de transporte de gás, é razoável um desconto de 95% para as tarifas em pontos de entrada. A aplicação de um desconto de 95% nas tarifas nessas condições é uma forma de garantir que o sistema de estocagem seja acessível e eficiente para os operadores de gás natural, incentivando a utilização das instalações de estocagem de maneira otimizada, sem sobrecarregar financeiramente os usuários do sistema. Esse modelo também pode contribuir para uma maior flexibilidade operacional e maior eficiência no uso do sistema de transporte, o que, por sua vez, beneficia todo o setor energético.</p>
9 (GNLINK)	(f)	<p>Levando em conta a análise dos custos de transporte e o papel estratégico das instalações de estocagem de gás natural no sistema de transporte, a aplicação de um desconto de 95% nas tarifas para os pontos de entrada se mostra uma medida apropriada. Essa redução visa garantir que o sistema de estocagem permaneça acessível e eficiente para os operadores de gás natural, incentivando seu uso otimizado sem sobrecarregar financeiramente os usuários do sistema. Essa estratégia também pode proporcionar maior flexibilidade operacional e aprimorar a eficiência do sistema de transporte, trazendo vantagens para o setor energético como um todo.</p> <p>Além disso, analisando cenários internacionais, é percebido que diversos países oferecem descontos entre 90-100%, devido os benefícios atrelados a atividade de estocagem.</p>
10 (MITSUI)	(a)	<p>Não deveria existir desconto na tarifa de transporte, no entanto, avaliar se a dinâmica de entrada e saída das instalações de estocagem não haveria mais de um pagamento das tarifas de entrada e saída do sistema de transporte.</p> <p>Ex.:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 - O gás parte de um ponto de produção e ingressa no sistema de transporte; 2 - Em seguida é entregue na instalação de estocagem; 3 - Em momento posterior, esse gás retorna ao sistema de transporte; 4 - Para ser entregue no city gate, e ser retirado pelo carregador de saída. <p>Em 1 cabe a aplicação da tarifa de entrada, sem desconto algum;</p> <p>Em 4 cabe a tarifa de saída, sem desconto algum.</p> <p>No entanto, é importante avaliar que o serviço de transporte foi efetuado e que, portanto, é devida a tarifa de transporte pela entrada e saída.</p> <p>Cabe avaliar se não seria cabível uma categoria de tarifária específica para o serviço de estocagem, assim como para o serviço de transporte às termelétricas. Estimulando a participação no sistema de transporte de forma integral, não apenas quando precise utilizar o serviço.</p>
11 (MTX)	(g)	<p>O desconto de 100% é justificado uma vez que a estocagem de gás natural serve como forma de desenvolvimento do mercado de gás, uma vez que com ela haverá estímulo para mais negócios no setor, além de desenvolver um nicho de mercado ainda incipiente.</p>
12 (ORIGEM)	(h)	<p>Conceitualmente a estocagem não deve ser vista como destino (entrada/saída) final da infraestrutura de transporte, mas sim como agente de flexibilidade da cadeia de valor do gás natural promovendo ganhos de eficiência para o mercado como um todo.</p>

		<p>A Estocagem subterrânea de gás natural se baseia no armazenamento do gás por um determinado período, até que ocorra a sua movimentação até os usuários e sua utilização final. Essa atividade tem como principal função física e econômica oferecer flexibilidade para gestão do balanceamento das diferenças de comportamento dos fluxos de produção e das demandas de mercado.</p> <p>Cabe considerar que a cobrança de uma tarifa de transporte para estocagem não contribuiria para a modicidade tarifária aos usuários do transporte (tarifa média) por não configurar em si aumento de mercado. Os ganhos de modicidade devem ser gerados pelo desejado aumento do volume total de mercado decorrente da redução dos riscos dos agentes, produtores, comercializadores e dos próprios usuários, e do uso mais eficiente das infraestruturas proporcionados pela estocagem. A cobrança de uma tarifa de transporte se tornaria um incentivo negativo ao desenvolvimento e oferta do serviço aos agentes, limitando seu efeito, em especial no início do desenvolvimento dessa infraestrutura.</p> <p>O propósito maior é garantir que os serviços de estocagem sejam oferecidos, promovendo o acesso amplo, sem comprometer qualidade dos serviços de transporte e com neutralidade econômica para o transportador.</p> <p>Todavia, é razoável que seja cobrado uma tarifa lastreada nos custos diretos realizados com a atividades relacionadas para o agente de estocagem. Significa que a atividade de transporte para estocagem não deve ser subsidiada ou subsidiar outros elos ou agentes do setor não usuários mesmo que estes venham a ser beneficiários indiretos pelos ganhos de eficiência da infraestrutura. Definição distinta desta traria desestímulo à atividade de estocagem, que é ainda embrionária e necessária no Brasil. Torna-se oportuno ainda evitar barreiras ao desenvolvimento desse agente que adiciona eficiência a cadeia, maior segurança energética, possibilitando melhores condições de oferta de gás, com flexibilidade e gestão dos desbalanceamentos entre oferta e demanda e maior previsibilidade de preço da molécula.</p> <p>Mas, se ainda assim, esta egrégia Agência opte pela manutenção de um percentual de desconto nesse estágio inicial para as tarifas em pontos de entrada/saída a partir de/para as instalações de estocagem de gás natural, mister que esse valor reflita o mais próximo e mais razoável os custos relativos à atividade o que é estimado no percentual entre 95% e 100%.</p>
13 (PETRORECONCAVO)	(e)	Para os carregadores, um desconto nas tarifas de entrada/saída em instalações de estocagem de gás é fundamental para garantir flexibilidade operacional, redução de custos e melhor gestão do suprimento de gás natural.
14 (SHELL)	(h)	<p>Tarifa simbólica</p> <p>Na visão da Shell, tratamento diferenciado deve ser aplicado no caso de estocagem, que assim como nas interconexões, poderia ter uma tarifa simbólica, não onerando as transações.</p> <p>Esse tipo de infraestrutura complementar à operação promove eficiência do sistema – por ex., poderia proporcionar uma melhor harmonização com o setor elétrico e o despacho térmico sem que haja maiores restrições por conta da operação de upstream – e deve ser incentivado.</p> <p>Indo além, a Shell defende a fortificação da governança do setor de gás natural como um todo, com a separação das atividades de transporte da estocagem. Ao mesmo tempo, a Shell acredita que, caso existam pontos da malha de gasodutos de transporte com capacidade ociosa, que seja permitido ao transportador oferecer produtos de armazenamento em um viés de “storage as a service”.</p>
15 (YARA)	(h)	A promoção da estocagem de gás natural é essencial para a segurança do suprimento, flexibilização da operação do sistema e redução de volatilidade nos preços — sobretudo em um mercado com baixa liquidez e rigidez contratual como o brasileiro. Não temos uma posição sobre recomendação de percentual de desconto nas tarifas de entrada/saída em instalações de estocagem. Mas recomendamos que a ANP adote um desconto significativo e progressivo (ex: entre 50% e 100%), condicionado ao tipo de estocagem e à sua contribuição ao equilíbrio do sistema; Avalie benchmarks internacionais, como União Europeia (Regulamento 715/2009) e FERC (EUA) – estrutura de tarifas específica para estocagem com separação de receitas por tipo de uso.
16 (ARM)	(h)	<ul style="list-style-type: none"> • Na União Europeia, a maioria dos países adota algum nível de desconto para a tarifa de transporte aplicável a instalações de estocagem e até mesmos em pontos de entrada no sistema conectados à instalações de GNL em razão da flexibilidade que aportam ao sistema. • No atual momento, considerando a complexidade e exíguo tempo para a realização de uma revisão integral das tarifas de transporte e equacionamento dos efeitos nocivos

		dos contratos legados, ainda por não existir no Brasil serviço de estocagem, entendemos que esse tema deveria ser objeto de consulta pública específica futura e ficar destrelado do processo atual em curso.
18 (QUANTUM)	(a)	O sinal econômico pela utilização da infraestrutura de transporte deve ser isonômico para todos os usuários.
19 (VEIRANO)	(h)	Caso a ANP decida pelo estabelecimento de descontos, entendemos que a definição de descontos deve levar em conta uma avaliação equilibrada de custos e benefícios para a coletividade de usuários do sistema. Nesse sentido, qualquer medida de incentivo, incluindo descontos mais altos, deve ser acompanhada de uma análise criteriosa para evitar ônus desproporcional aos carregadores. Como mecanismo de balanceamento, a regulação pode prever a revisão periódica desses descontos à luz do desenvolvimento de opções de flexibilidade, incluindo a estocagem.
20 (ZENERGAS)	(h)	Variável A ser estabelecida caso a caso, em função da flexibilidade obtida e real necessidade do desconto.
21 (COMGÁS)	(a)	Não consideramos razoável a concessão de descontos para as tarifas aplicadas aos pontos de entrada e saída das instalações de estocagem de gás natural. Essas instalações devem ser tratadas de forma equitativa em relação a outros pontos de uso do sistema de transporte de gás, assegurando um tratamento não discriminatório e mantendo a integridade do esquema tarifário. As instalações de estocagem utilizam a infraestrutura de transporte de maneira comparável a outros usuários e, portanto, devem estar sujeitas às mesmas condições tarifárias. A implementação de descontos poderia levar a distorções no sistema tarifário, exigindo que outros usuários compensassem a diferença, o que impactaria negativamente a equidade e a modicidade tarifária do sistema como um todo. A manutenção de um sistema tarifário sem descontos específicos para estocagem promove maior previsibilidade e justiça, distribuindo os custos de maneira uniforme entre todos os agentes que utilizam a infraestrutura. Isso está alinhado com as melhores práticas internacionais, como as regulamentações da Federal Energy Regulatory Commission (FERC) nos Estados Unidos, que definem claramente os diferentes tipos de serviços de transporte de gás natural, cada um com suas especificidades e estruturas de tarifação. Caso a ANP considere a implementação de descontos em contextos muito específicos, como um estímulo inicial para desenvolver a atividade de estocagem no Brasil, esses descontos deveriam ser cuidadosamente calibrados. Eles deveriam ser temporários e acompanhados de uma análise detalhada dos benefícios versus custos para o sistema, garantindo que não imponham ônus desproporcionais aos outros usuários. A regulação pode incluir mecanismos para revisão periódica desses incentivos, ajustando-os conforme necessário para refletir a evolução do mercado e das tecnologias de estocagem.
22 (CIGÁS)	(a)	O serviço de estocagem deve ser contratado e cobrado pelo carregador. Considerando o armazenamento em um ponto de entrada/saída, deve seguir, para o caso de tarifas de transporte, a sugestão é calcular uma tarifa que reflita os custos próprios daquele ponto que não inviabilize a atividade de estocagem, mas que também não afete os carregadores que não utilizam armazenamento (p. ex: eventual GUS adicional).
23 (SULGÁS)	(a)	À luz dos impactos que o desconto tarifário acarreta aos demais carregadores, não recomendamos que ele seja adotado. A aplicação de descontos poderia gerar diferenciação indevida nas tarifas, impactando a isonomia entre os carregadores do sistema. De fato, a estocagem pode oferecer soluções logísticas ao sistema de transporte de gás natural, como, por exemplo, o alinhamento entre a oferta de gás natural proveniente dos gasodutos e a demanda de gás natural, que, muitas vezes, é caracterizada pela sazonalidade. No entanto, considerando o estado incipiente da estocagem de gás natural (não há projetos operacionais), ela não deve ser inserida no bojo das discussões tarifárias do transporte de gás natural antes do amadurecimento das discussões regulatórias a seu respeito.
24 (SEDE/MG)	(h)	A definição da percentagem de desconto para tarifas em pontos de entrada/saída de instalações de estocagem de gás natural deve ser analisada com rigor técnico e considerando contextos regionais, mas é fundamental reconhecer seu papel estratégico como instrumento de incentivo à modernização do setor. De acordo com a literatura, o recomendável em mercados em transição deve ser entre 50% e 75%. Percentagens muito altas podem onerar regiões sem capacidade de estocagem e gerar problemas de subsídios cruzados.

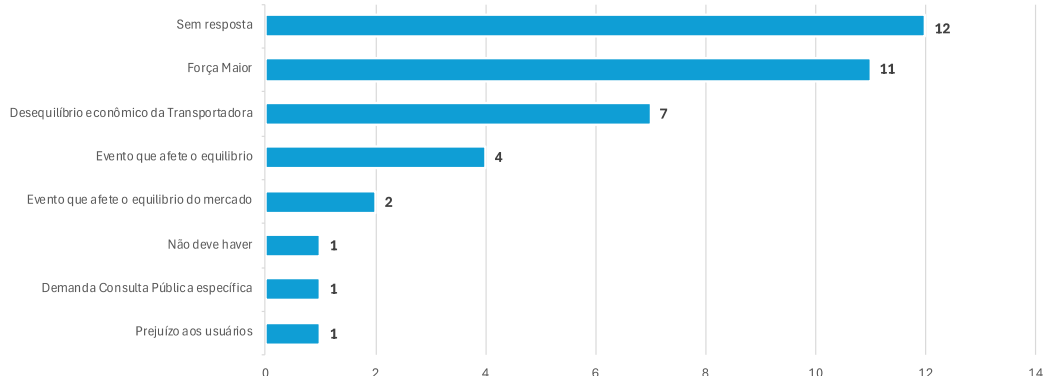
		<p>Atração de players menores e regionais</p> <p>Descontos de 50% a 75% reduzem custos de acesso para agentes sem capital para competir com grandes empresas (ex.: distribuidores locais, cooperativas), promovendo diversidade e competição no mercado.</p> <p>Mercados internacionais, como UE e EUA, usam descontos para:</p> <p>Conectar redes de armazenamento a pontos estratégicos, garantindo segurança energética em crises (ex.: estoques sazonais para suprir térmicas em períodos de seca).</p> <p>Facilitar a interoperabilidade entre regiões produtoras e consumidoras, como nos Virtual Trading Points europeus, que permitem fluxo eficiente de gás entre países via descontos tarifários.</p>
26 (ABEGÁS)	(h)	<p>O serviço de estocagem, entendido aqui como o serviço prestado por instalações exclusivas para essa finalidade - conforme especificado na nota técnica, deve ser contratado e cobrado pelo carregador. Considerando o armazenamento um ponto de entrada/saída, deve seguir, para o caso de tarifas de transporte, a sugestão é calcular uma tarifa que reflita os custos próprios daquele ponto que não inviabilize a atividade de estocagem, mas que também não afete os carregadores que não utilizam armazenamento (p. ex: eventual GUS adicional).</p>
27 (ABRACE)	(h)	<p>Avaliar o impacto.</p> <p>Apoiamos a concessão de descontos tarifários para instalações de estocagem de gás natural, tendo em vista seu caráter estratégico para garantir flexibilidade ao sistema de transporte a um menor custo. A ABRACE Energia, em suas contribuições, tem ressaltado sobre a importância dos investimentos em estocagem para a integração dos setores de gás natural e energia elétrica, pelo seu potencial em equilibrar o perfil de oferta de gás brasileiro firme, enquanto a demanda se mostra cada vez mais flexível. Ademais, a estocagem pode incentivar a conexão de pontos de consumo à rede de transporte, desincentivando o by-pass.</p> <p>Segundo a Consultoria Brattle Group, o armazenamento de gás não representa uma fonte líquida de oferta e demanda, mas transfere a oferta e a demanda de um momento para outro. Ou seja, as instalações de estocagem podem trazer um efeito benéfico para o sistema ao compensar a diferença entre a oferta média e a demanda de pico, reduzindo a necessidade de investimentos na rede. Assim, sob essa ótica, a regulação deve direcionar que os descontos concedidos sejam custo-reflexivos para que o acesso a essas instalações possam sinalizar, de forma eficiente, os investimentos em expansão ou ampliação de capacidade. Também deve ser não discriminatório para trazer isonomia aos diferentes players que atuam no mercado, sem distorcer ou gerar efeitos negativos à comercialização da molécula.</p> <p>Há de se considerar, contudo, que a instalação de estocagem não traga custos adicionais aos carregadores do sistema. Ou seja, se houver outros custos especificamente atrelado à operação da estocagem (investimentos, GUS, O&M), estes devem ser arcados pelo operador dessas instalações, a fim de evitar subsídios cruzados. Diante o exposto, a ABRACE sugere que a ANP avalie o impacto tarifário para os demais pontos de entrada e saída pela aplicação de descontos às tarifas que atendam as instalações de estocagem, tendo em consideração os benefícios que poderá agregar ao mercado brasileiro de gás natural e energia elétrica e de modo a evitar a dupla contagem do gás armazenado e que será novamente injetado à rede de transporte.</p>
28 (ABRAGET)	(e)	<p>Está aderente às práticas no mercado europeu, que permite incentivo à instalação de ativos de estocagem, reconhecendo sua contribuição para a flexibilidade da rede de transporte e para a segurança de abastecimento, e evita dupla contagem das tarifas de entrada e saída, uma vez que estoques não representam injeção/retirada líquida do sistema.</p> <p>A manutenção de um percentual de desconto nesse estágio inicial para as tarifas em pontos de entrada/saída a partir de/para as instalações de estocagem de gás natural, mister que esse valor reflita o mais próximo e mais razoável os custos relativos à atividade de estocagem, sendo ideal a realização de Análise de Impacto Regulatório dedicada ao tema.</p> <p>Custos da estocagem não podem onerar os demais carregadores e não pode inviabilizar a atividade de estocagem, que é importante para o desenvolvimento da flexibilidade para o mercado de gás natural.</p>
32 (FIESP)	(a)	<p>Nenhum desconto. Considerando que o operador da instalação de estocagem de gás será um agente privado, que poderá arbitrar e negociar o gás armazenado conforme a necessidade do sistema ou comercializá-lo em função da diferença de preços no curto prazo, não há justificativa para descontos. Será um ramal que hora será consumidor, hora se comportará como produtor. O custo da rede é o mesmo. Se fosse aplicado</p>

		desconto para instalações de estocagem, por isonomia, também deveria ser concedido descontos para terminais de GNL, por exemplo.
35 (IBP)	(h)	<p>A aplicação de descontos nas tarifas de transporte de gás natural para instalações de estocagem é uma prática adotada em muitos mercados regulados e competitivos por motivos que estão ligados aos benefícios econômicos que a estocagem proporciona como a redução do risco sistêmico ao aumentar a garantia do suprimento, o aumento da flexibilidade operacional, entre outros.</p> <p>No entanto, é fundamental que esses descontos sejam equilibrados para evitar distorções no mercado e garantir que os custos e benefícios sejam adequadamente distribuídos entre os diferentes carregadores (os que irão utilizar o serviço de estocagem e os que não irão utilizar o serviço de estocagem).</p> <p>Se descontos excessivamente altos forem aplicados, a redistribuição dos custos pode ocorrer de maneira desigual, causando distorções que podem levar outros carregadores, que não utilizam a estocagem, a arcarem com esses custos. Além disso, descontos demasiadamente elevados podem incentivar comportamentos ineficientes das infraestruturas.</p> <p>Por outro lado, a aplicação dos descontos de forma moderada é essencial para estimular os investimentos em novas instalações de estocagem e promover o aumento da competitividade e flexibilidade neste mercado.</p> <p>Desta forma, é importante que haja um equilíbrio de modo que os descontos aplicados reflitam corretamente os custos (incrementais) e não onerem, desproporcionalmente, outros carregadores ao mesmo tempo que não prejudiquem a viabilidade econômica da atividade de estocagem, ainda incipiente no país.</p> <p>O percentual de desconto a ser aplicado deve ser calculado a partir de estudos e avaliações específicos, podendo inclusive ser tema de uma consulta pública apartada.</p>
37 (NTS)	(h)	<p>Desconto negociado entre as partes.</p> <p>A NTS sugere que descontos nas tarifas de transporte cobradas de pontos de estocagem permaneçam negociados livremente entre as partes, mantendo a independência do transportador na gestão do seu mercado e do crescimento deste.</p> <p>Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.</p>
38 (TBG)	(f)	<p>No atual contexto do mercado brasileiro de gás natural, caracterizado por seu recente processo de abertura, desponta a necessidade de mecanismos que ofereçam flexibilidade e segurança de suprimento aos novos entrantes, além da criação de mecanismos eficientes para a realização do seu balanceamento primário de maneira competitiva. Neste sentido, é de fundamental importância a adoção de um modelo de negócios que incentive o desenvolvimento de instalações de Estocagem Subterrânea de Gás Natural.</p> <p>Conforme a literatura e as experiências internacionais, a aplicação de desconto sobre as Tarifas de Transporte nos Pontos de Entrada / Saída de instalações de ESGN é uma prática regulatória comum, que visa incentivar o uso destas infraestruturas de modo a aproveitar os seus diversos benefícios sistêmicos. Dentre os benchmarkings regulatórios internacionais, pode-se citar o disposto no artigo 9.º do Código de Rede de Tarifas Europeu, que estabelece a aplicação de descontos às Tarifas de Referência nos Pontos de Entrada e de Saída das instalações de estocagem no valor mínimo de 50%. Conforme relatório recente de monitoramento do ENTSGO, 20 de 29 transportadores europeus conectados a instalações de estocagem praticaram descontos entre 75% e 99% no ano de 2021, período precedente ao conflito na Ucrânia. Mais recentemente, devido à Guerra da Ucrânia, o Regulamento (UE) 2022/1032, que altera os Regulamentos (UE) 2017/1938 e (CE) n.º 715/2009 no que diz respeito ao armazenamento de gás natural, determinou a ampliação dos descontos para 100%, visando estimular o uso da ESGN nos Países-Membros e reforçar a segurança de abastecimento de gás em nível da União Europeia, mitigando os riscos de suprimento.</p> <p>Considera-se também que, ao definir o nível das Tarifas de Transporte nos pontos de interconexão com a ESGN, esta não é uma fonte primária de oferta ou demanda, uma vez que os usuários da rede já pagam Tarifas de Transporte de Entrada e Saída na importação/produção e na retirada de gás do Sistema. Ademais, o desconto tarifário é um incentivo para a circulação de gás natural no Sistema de Transporte e ao próprio uso da estocagem provendo, flexibilidade e segurança a seus usuários.</p> <p>O desconto justifica-se pelo reconhecimento do valor sistêmico da estocagem, tendo em conta os numerosos benefícios que a atividade irá trazer ao mercado nacional, em particular segurança de suprimento, menor exposição a flutuação de preços, estabilização da demanda para atender o perfil de escoamento da produção do gás associado, maior</p>

		flexibilidade ao sistema e, em particular aos agentes de mercado, contribuindo para a redução das barreiras à entrada no mercado do gás natural. Adicionalmente, a aplicação do desconto indicado, as Tarifas de Transporte nos Pontos de Interconexão com Estocagem estarão alinhadas com os descontos atualmente praticados nos Pontos de Interconexão entre transportadores, e dentro da faixa majoritariamente utilizada no mercado europeu.
39 (TAG)	(f)	<p>No atual contexto do mercado brasileiro de gás natural, caracterizado por seu recente processo de abertura, desponta a necessidade de mecanismos que ofereçam flexibilidade e segurança de suprimento aos novos entrantes, além da criação de mecanismos eficientes para a realização do seu balanceamento primário de maneira competitiva. Neste sentido, é de fundamental importância a adoção de um modelo de negócios que incentive o desenvolvimento de instalações de Estocagem Subterrânea de Gás Natural.</p> <p>Conforme a literatura e as experiências internacionais, a aplicação de desconto sobre as Tarifas de Transporte nos Pontos de Entrada / Saída de instalações de ESGN é uma prática regulatória comum, que visa incentivar o uso destas infraestruturas de modo a aproveitar os seus diversos benefícios sistêmicos. Dentre os benchmarkings regulatórios internacionais, pode-se citar o disposto no artigo 9.º do Código de Rede de Tarifas Europeu, que estabelece a aplicação de descontos às Tarifas de Referência nos Pontos de Entrada e de Saída das instalações de estocagem no valor mínimo de 50%. Conforme relatório recente de monitoramento do ENTSG, 20 de 29 transportadores europeus conectados a instalações de estocagem praticaram descontos entre 75% e 99% no ano de 2021, período precedente ao conflito na Ucrânia. Mais recentemente, devido à Guerra da Ucrânia, o Regulamento (UE) 2022/1032, que altera os Regulamentos (UE) 2017/1938 e (CE) n.º 715/2009 no que diz respeito ao armazenamento de gás natural, determinou a ampliação dos descontos para 100%, visando estimular o uso da ESGN nos Países-Membros e reforçar a segurança de abastecimento de gás em nível da União Europeia, mitigando os riscos de suprimento. Considera-se também que, ao definir o nível das Tarifas de Transporte nos pontos de interconexão com a ESGN, esta não é uma fonte primária de oferta ou demanda, uma vez que os usuários da rede já pagam Tarifas de Transporte de Entrada e Saída na importação/produção e na retirada de gás do Sistema. Ademais, o desconto tarifário é um incentivo para a circulação de gás natural no Sistema de Transporte e ao próprio uso da estocagem provendo, flexibilidade e segurança a seus usuários.</p> <p>O desconto justifica-se pelo reconhecimento do valor sistêmico da estocagem, tendo em conta os numerosos benefícios que a atividade irá trazer ao mercado nacional, em particular segurança de suprimento, menor exposição a flutuação de preços, estabilização da demanda para atender o perfil de escoamento da produção do gás associado, maior flexibilidade ao sistema e, em particular aos agentes de mercado, contribuindo para a redução das barreiras à entrada no mercado do gás natural.</p> <p>Adicionalmente, a aplicação do desconto indicado, as Tarifas de Transporte nos Pontos de Interconexão com Estocagem estarão alinhadas com os descontos atualmente praticados nos Pontos de Interconexão entre transportadores, e dentro da faixa majoritariamente utilizada no mercado europeu.</p>

Questão 11

Quais elementos, na sua visão, ensejariam uma revisão extraordinária das tarifas de transporte?



--

ID	Justificativa
1 (BRAVA)	O tema é extremamente complexo e deve ser discutido com maiores detalhes no momento da consulta pública. Eventos que afetem o ambiente de negócios, tanto para o lado da transportadora quanto dos carregadores, de forma a manter uma condição comercial saudável e a equidade entre as partes envolvidas.
2 (COMMIT)	Casos de força maior ou cenários macroeconômicos que tornem as metodologias atuais inadequadas, considerando tratar-se de uma atividade econômica exercida sob regime de autorização e a matriz de riscos implícita na formação das tarifas, quando dos processos de revisão tarifária.
3 (CSN)	A revisão extraordinária só poderá ocorrer em caso de desequilíbrio econômico da transportadora em relação ao proposto, devido a variações substanciais econômicas que não estavam previstas na última revisão tarifária. Estes desequilíbrios podem ser identificados como: <ul style="list-style-type: none"> • Mudanças na regulamentação ou na legislação tributária que impactem diretamente os custos ou a operação dos serviços de transporte de gás. • Necessidade de investimentos urgentes (incluindo eventos de força maior, com necessidade imediata de reparos) e não previstos inicialmente, essenciais para garantir a continuidade e a segurança do serviço. No entanto, investimentos adicionais devem ser fundamentados por estudos técnicos, com a publicação de notas técnicas envolvendo a EPE e submetidos à consulta pública.
5 (ENEVA)	Sugerimos que uma revisão extraordinária ocorra sempre que houver prejuízo tarifário aos usuários da rede de transporte. Aludimos aos “eventos indesejáveis no que se refere a aumento tarifário” (ANP, 2025) gerados pela ineficiência das transportadoras ao conduzirem o Processo de Oferta e Contratação de Capacidade de Transporte (POCC), os quais são conduzidos de modo indireto pelos transportadores de gás natural (e aprovados por esta SIM/ANP), como emana a Resolução ANP nº 11/2016. A Resolução ANP nº 15/2014 define o serviço de transporte extraordinário como a “modalidade de contratação de Capacidade Disponível, a qualquer tempo, e que contenha condição resolutiva, na hipótese de contratação da capacidade na modalidade firme.” Nesse sentido, entendemos que a “condição resolutiva” abrange situações temporárias sob fiscalização da ANP por descumprimento da legislação da indústria de gás natural, da regulamentação da ANP ou do instrumento de contratação de capacidade de entrada e saída junto aos transportadores. Dessa forma, a cláusula deve ser acionada sempre que os usuários do serviço de transporte forem prejudicados e as tarifas a serem aplicadas não estiverem em conformidade com aquela aprovada por esta Agência. Portanto, considerando que: (i) a regulamentação da indústria de gás natural, prevista na Nova Lei do Gás (Lei Federal nº 14.134/2021), está na agenda regulatória da ANP; e (ii) “os eventos indesejáveis recentes possivelmente resultam da desatualização da Resolução ANP nº 15/2014” (ANP, 2025); entendemos que a abordagem mais prudente é utilizar o mecanismo de revisões extraordinárias sempre que houver prejuízo indevido (quando a prática tarifária adotada no mercado diverge do modelo aprovado pelo órgão regulador no âmbito do POCC) ao usuários da rede de transporte. Exemplo disso são os recentes casos na indústria de transporte de gás natural no Brasil, envolvendo a NTS (2023) e a TBG (2024).
7 (GALP)	Eventos ou circunstâncias excepcionais que podem causar impactos significativos nos custos ou na operação do sistema de transporte justificam a adoção de um processo de revisão extraordinária de tarifas. Tais elementos normalmente estão associados a mudanças econômicas, regulatórias ou operacionais que impactem ou equilíbrio econômico-financeiro do serviço de transporte. Neste sentido destacamos os seguintes elementos: (i) alterações no ambiente de negócios que demandem incremento de atividades não previstas quando do estabelecimento das tarifas; (ii) alterações na lei ou regulação que demandem alteração na gestão dos ativos, alterando rotinas operacionais, de manutenção ou mesmo investimentos não previstos originalmente; (iii) eventos de caso fortuito ou força maior que comprovadamente tenham afetado os ativos da transportadora e que ela efetivamente não pudesse prever ou evitar, enquadrando-se, por conseguinte, na previsão legal (Código Civil) e iv) alterações macroeconômicas, que comprometam o mercado de gás. Adicionalmente, é importante destacar que a equidade e reciprocidade entre os agentes no mercado de gás é um princípio que deve ser respeitado. Assim, é importante que as situações contratuais que justifiquem uma revisão extraordinária das tarifas de transporte de gás natural valham tanto para os transportadores quanto para os carregadores, já que estes últimos também enfrentam desafios econômicos e operacionais decorrentes de eventos extraordinários.

	<p>Em suma, as revisões extraordinárias devem ser aplicáveis aos transportadores e aos carregadores buscando equilibrar os interesses dos agentes que atuam no mercado e evitando a criação de assimetrias. Dispositivos que garantam essa condição protegem a sustentabilidade econômica do setor e promove o seu desenvolvimento em condições de maior competitividade e dinamismo.</p> <p>Sobre os eventos de caso fortuito ou força maior, gostaríamos de destacar a necessidade de revisão quanto a questão da aplicabilidade de causa de força maior para as partes contratuais. Pontuamos essa questão, principalmente considerando a crescente ocorrência de eventos climáticos extremos e que deveriam ser considerados como eventos de caso fortuito ou força maior. Para exemplificar essa pontuação, as catástrofes que atingiram a região Sul do país no ano passado, com enchentes de dimensões nunca vistas, não foram consideradas pelas transportadoras como eventos suficientes para invocação de caso fortuito ou força maior, o que surpreendeu diversas contrapartes. Destacamos também que a vedação da utilização de informações trocadas pelas partes, deveriam ser aceitas como forma de comprovação em procedimentos de resolução de conflitos, situação que não é vislumbrada na atual relação contratual com as transportadoras.</p>
10 (MITSUI)	Fatos que ameacem o equilíbrio econômico-financeiro das transportadoras.
11 (MTX)	Qualquer revisão extraordinária traz imprevisibilidade para o mercado, prejudicando as projeções de negócios para os agentes responsáveis pelo pagamento das tarifas.
13 (PETRORECONCAVO)	A revisão extraordinária das tarifas de transporte deve ser considerada em situações que impactem significativamente os custos operacionais ou a estrutura do mercado, garantindo equilíbrio tarifário e previsibilidade para os agentes envolvidos. Entre os principais elementos que justificam essa revisão, destacam-se: mudanças regulatórias significativas, que alterem as regras do setor e exijam ajustes para manter a viabilidade econômica do transporte; eventos de força maior ou riscos operacionais elevados, como desastres naturais ou crises de abastecimento, que aumentem substancialmente os custos dos transportadores; investimentos não previstos na Base Regulatória de Ativos (BRA), quando houver necessidade de aportes urgentes em infraestrutura não contemplados na última revisão tarifária; e variação expressiva na demanda, que possa comprometer a recuperação da Receita Máxima Permitida (RMP), exigindo reavaliação para evitar distorções no equilíbrio econômico-financeiro do sistema.
14 (SHELL)	<p>Na visão da Shell, esse tema é complexo e deveria ser tratado em consulta pública específica.</p> <p>De maneira conceitual, assim como no setor elétrico, a Shell acredita que uma revisão extraordinária não poderia compensar fatos geradores originários de ineficiência empresarial e, por isso, o pleito deveria ser robusto, contendo, no mínimo, os seguintes requisitos:</p> <p>(I) fato gerador ou conjunto de fatos geradores;</p> <p>(II) evidência de desequilíbrio econômico-financeiro;</p> <p>(III) nexo de causalidade entre o(s) fato(s) gerador(es) e o desequilíbrio econômico-financeiro; e</p> <p>(IV) apresentação de iniciativas tomadas pela transportadora para equacionar o alegado desequilíbrio econômico-financeiro.</p>
15 (YARA)	<p>A revisão extraordinária deve ser um instrumento excepcional, reservado para situações que gerem desequilíbrio material na estrutura tarifária ou injustiça regulatória persistente, afetando usuários ou transportadores de forma desproporcional.</p> <p>Sugere-se que os seguintes elementos possam justificar uma revisão extraordinária:</p> <p>Mudança legislativa ou normativa relevante, que altere os fundamentos do modelo tarifário ou das obrigações regulatórias do transportador;</p> <p>Identificação de erro material, omissão relevante ou distorção metodológica na definição da RMP ou da BRA, com impacto relevante sobre as tarifas;</p> <p>Mudança abrupta e estrutural no mercado de gás, como perda ou ganho significativo de base contratual de longo prazo que comprometa a sustentabilidade da malha;</p> <p>Recomposição da conta regulatória com saldo acumulado elevado, positivo ou negativo, que esteja distorcendo o sinal econômico das tarifas;</p> <p>Falhas sistêmicas no desempenho da malha ou penalidades excessivas, que impactem o equilíbrio do contrato de transporte;</p> <p>Essas situações devem ser sempre avaliadas à luz dos princípios da modicidade tarifária, previsibilidade, transparência e eficiência regulatória, com mecanismos de controle e participação social.</p>
16 (ARM)	<p>Uma revisão extraordinária das tarifas de transporte deve ocorrer em situações excepcionais, que afetam significativamente os custos ou a viabilidade econômica da prestação do serviço, originadas por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mudanças regulatórias ou legais – Novas exigências impostas por órgãos reguladores que impactam os custos da prestação do serviço, como regras ambientais mais rígidas ou novas normas de segurança.

	<ul style="list-style-type: none"> • Eventos extraordinários ou de força maior – Ocorrência de desastres naturais (tempestades severas, terremotos, incêndios florestais, etc.) ou crises inesperadas (pandemias, guerras, etc.) que aumentem os custos de operação ou provoquem danos na infraestrutura de transporte. • Outras situações semelhantes previstas nos marcos legais aplicáveis ao tema.
19 (VEIRANO)	<p>Uma revisão extraordinária das tarifas deve ser realizada sempre que mudanças macroeconômicas bruscas ou eventos de força maior tornarem a metodologia tarifária inadequada, garantindo que a tarifa permaneça justa e sustentável para o setor.</p> <p>Assim, a revisão extraordinária deve funcionar como um mecanismo corretivo para preservar a estabilidade do setor, assegurando tarifas compatíveis com um ambiente concorrencial equilibrado e preços justos para os consumidores.</p> <p>Nesse sentido, cabe mencionar que os contratos legados deveriam ser objeto de análise pela ANP dos seus reais impactos na tarifa de transporte com a transparência que merece segundo as boas práticas de governança regulatória.</p> <p>A modicidade tarifária é um princípio essencial para assegurar o equilíbrio entre a viabilidade econômico-financeira da infraestrutura de transporte e a acessibilidade ao serviço pelos agentes de mercado. Para mais, o precedente da revisão tarifária da TBG após o vencimento do Contrato Legado em 2018 demonstra ser justificada a dúvida razoável acerca da adequação dos parâmetros tarifários praticados pelas Transportadoras sob outros Contratos Legados.</p>
20 (ZENERGAS)	Os casos são clássicos de outras regulações incluindo alterações tributárias, impactos de desastres naturais, variações súbitas de parâmetros que comprometam as tarifas. A favor ou contra a transportadora.
21 (COMGÁS)	<p>A revisão extraordinária das tarifas de transporte de gás natural deve ser considerada em situações de desequilíbrio econômico-financeiro da estrutura tarifária pré-concebida, decorrentes de casos fortuitos ou força maior, considerando uma matriz de riscos explicitada na formação da tarifa.</p> <p>As variações que justificam uma revisão extraordinária podem ser quantificadas, como sugere a primeira contribuição, por mudanças superiores a 10% da demanda projetada, que indicam uma discrepância substancial entre a capacidade contratada e a utilização efetiva. Este limiar assegura que pequenas flutuações não acionem revisões frequentes, mantendo a estabilidade e previsibilidade para os operadores e usuários. No entanto, caso a revisão extraordinária seja realizada, todos os componentes devem ser verificados, em prol de preservar a modicidade tarifária e a competitividade do mercado.</p> <p>Adicionalmente, a revisão das tarifas deve também contemplar a necessidade de alinhamento regulatório, como evidenciado na revisão da TBG pós-vencimento do Contrato Legado. A manutenção de tarifas desatualizadas sob contratos legados pode criar distorções competitivas e prejudicar a eficiência do mercado, afetando negativamente a entrada de novos participantes e a diversificação de ofertas.</p>
22 (CIGÁS)	<p>A revisão extraordinária das tarifas de transporte deve ocorrer sempre que as premissas da metodologia tarifária se mostrarem inadequadas diante de mudanças macroeconômicas bruscas ou de eventos de força maior que afetem essas condições. A primazia do interesse público exige que tais revisões sejam realizadas para evitar impactos excessivos sobre os carregadores, garantindo que a tarifa de transporte permaneça justa e compatível com a sustentabilidade do setor.</p> <p>A modicidade tarifária é um princípio essencial para assegurar o equilíbrio entre a viabilidade econômico-financeira da infraestrutura de transporte e a acessibilidade ao serviço pelos agentes de mercado.</p> <p>Diante disso, a revisão extraordinária deve ser acionada como um mecanismo corretivo para preservar a estabilidade do setor, assegurando que a tarifa de transporte continue cumprindo sua função de viabilizar um ambiente concorrencial saudável e preços justos para os consumidores finais. Isso é fundamental para evitar que distorções tarifárias desencorajem novos investimentos, reduzam a atratividade do mercado e comprometam a segurança energética do país.</p> <p>Para uma revisão extraordinária deveria ser comprovado um desequilíbrio econômico-financeiro do fluxo de caixa do quinquênio. No entanto, caso a revisão extraordinária seja realizada, todos os componentes devem ser verificados, em prol de preservar a modicidade tarifária e a competitividade do mercado.</p>
23 (SULGÁS)	A revisão extraordinária das tarifas de transporte deverá ter como fundamento eventos que (i) impactem a equação econômico-financeira da revisão tarifária ordinária e (ii) tenham as suas origens em fatos imprevisíveis e alheios à gestão das transportadoras. Nesse sentido, caso fortuito e força maior, conforme definidos no art. 393 do Código Civil, serão o exemplo por excelência deste tipo de situação.
24 (SEDE/MG)	A revisão extraordinária das tarifas de transporte se justifica por mudanças regulatórias, por alterações nas estruturas tarifárias, inserção de biogás, biometano e hidrogênio no sistema de transporte, acompanhando as demandas da transição energética.

	Além disso, eventos imprevisíveis aos que podem também se expor o setor como impactos significativos decorrentes de mudanças climáticas, crises energéticas ou perturbações na infraestrutura, podem afetar diretamente a segurança e a eficiência do fornecimento, tornando necessária uma reavaliação tarifária para garantir a estabilidade e a viabilidade do sistema.
26 (ABEGÁS)	<p>A revisão extraordinária das tarifas de transporte deve ocorrer sempre que as premissas da metodologia tarifária se mostrarem inadequadas diante de mudanças macroeconômicas bruscas ou de eventos de força maior que afetem essas condições. A primazia do interesse público exige que tais revisões sejam realizadas para evitar impactos excessivos sobre os carregadores, garantindo que a tarifa de transporte permaneça justa e compatível com a sustentabilidade do setor.</p> <p>A modicidade tarifária é um princípio essencial para assegurar o equilíbrio entre a viabilidade econômico-financeira da infraestrutura de transporte e a acessibilidade ao serviço pelos agentes de mercado.</p> <p>Diante disso, a revisão extraordinária deve ser acionada como um mecanismo corretivo para preservar a estabilidade do setor, assegurando que a tarifa de transporte continue cumprindo sua função de viabilizar um ambiente concorrencial saudável e preços justos para os consumidores finais. Isso é fundamental para evitar que distorções tarifárias desencorajem novos investimentos, reduzam a atratividade do mercado e comprometam a segurança energética do país.</p> <p>Para uma revisão extraordinária deveria ser comprovado um desequilíbrio econômico-financeiro do fluxo de caixa do quinquênio. No entanto, caso a revisão extraordinária seja realizada, todos os componentes devem ser verificados, em prol de preservar a modicidade tarifária e a competitividade do mercado.</p>
27 (ABRACE)	Quando houver decisões e eventos imprevisíveis e significativos que possam comprometer o equilíbrio econômico-financeiro da transportadora, de forma que não seja possível aguardar o período pré-estabelecido para o ajuste tarifário ordinário. Por exemplo, redução significativa da demanda ou investimentos incrementais para agregar nova oportunidade de oferta, os quais não integraram a estrutura de custos da transportadora. Importa mencionar que discussão e a decisão pelo regulador deve ser transparente, com toda a documentação (pedido, justificativa e demonstração financeira do desequilíbrio pela transportadora) disponível em consultas públicas.
28 (ABRAGET)	Alterações: (i) no ambiente de negócios que demandem incremento de atividades não previstas quando do estabelecimento das tarifas (ii) na lei ou regulação que demandem alteração na gestão dos ativos, alterando rotinas operacionais, de manutenção ou mesmo investimentos não previstos originalmente (iii) eventos de força maior que comprovadamente tenham afetado os ativos da transportadora e que ela efetivamente não pudesse prever ou evitar, enquadrando-se, por conseguinte, na previsão legal (Código Civil) e iv) alterações macroeconômicas, que comprometam o mercado de gás.
30 (ATGÁS)	<p>(i) A RMP deverá ser revisada, de forma extraordinária, sempre que houver alteração dos parâmetros utilizados para o cálculo da remuneração de investimentos, incluindo as condições macroeconômicas de mercado e risco da atividade considerados para o Ciclo Regulatório vigente que comprovadamente afete o equilíbrio econômico-financeiro da Transportadora. Adicionalmente, caso no ano subsequente a um determinado Período Tarifário seja apurada uma variação igual ou superior a 30% entre os custos de operação, de manutenção e com despesas gerais e administrativas efetivamente incorridos pelo transportador e o valor projetado para tal Período Tarifário, a ANP deverá promover a Revisão Extraordinária da Receita Máxima Permitida, de modo a recompor o equilíbrio econômico-financeiro da Transportadora.</p> <p>(ii) A critério da Transportadora, como alternativa à abertura de um processo de Revisão Extraordinária para todo o restante do Ciclo Regulatório, a ANP poderá considerar a diferença supracitada no Reajuste Anual imediatamente posterior ao desequilíbrio.</p> <p>(iii) Com a finalidade de incluir novos investimentos necessários à prestação do serviço de transporte, desde que devidamente aprovados pela ANP, além disso tais investimentos podem ser incorporados e reconhecido pelo regulador durante o ciclo.</p> <p>(iv) A alteração de aspectos relacionados a oferta e demanda pelo serviço de transporte, além de alterações decorrentes de resoluções aprovadas posteriormente a aprovação das tarifas de transporte.</p> <p>A Revisão Extraordinária da Receita Máxima Permitida visa reestabelecer a expectativa de retorno associada aos investimentos, não devendo impactar outros parâmetros fixados para o Ciclo Regulatório vigente e que serão objeto de revisão no Ciclo Regulatório subsequente.</p>
31 (CDU)	Consideramos que processos extraordinários devem ocorrer quando houver decisões e eventos imprevisíveis e significativos que possam comprometer o equilíbrio econômico-financeiro da transportadora, de forma que não seja possível aguardar o período pré-estabelecido para o ajuste tarifário ordinário, como eventos ou circunstâncias excepcionais que podem causar impactos significativos nos custos ou na operação do sistema de transporte justificam a adoção de um processo de revisão extraordinária de tarifas.

	Neste sentido destacamos os seguintes elementos: (i) alterações no ambiente de negócios que demandem incremento de atividades não previstas quando do estabelecimento das tarifas; (ii) alterações na lei ou regulação que demandem alteração na gestão dos ativos, alterando rotinas operacionais, de manutenção ou mesmo investimentos não previstos originalmente; (iii) eventos de força maior que comprovadamente tenham afetado os ativos da transportadora e que ela efetivamente não pudesse prever ou evitar, enquadrando-se, por conseguinte, na previsão legal (Código Civil) e iv) alterações macroeconômicas, que comprometam o mercado de gás.
32 (FIESP)	Em casos de força maior, como acidentes naturais imprevisíveis que interfiram nos fluxos de gás.
35 (IBP)	<p>Eventos ou circunstâncias excepcionais que podem causar impactos significativos nos custos ou na operação do sistema de transporte justificam a adoção de um processo de revisão extraordinária de tarifas. Tais elementos normalmente estão associados a mudanças econômicas, regulatórias ou operacionais que impactem ou equilíbrio econômico-financeiro do serviço de transporte.</p> <p>Neste sentido destacamos os seguintes elementos: (i) alterações no ambiente de negócios que demandem incremento de atividades não previstas quando do estabelecimento das tarifas; (ii) alterações na lei ou regulação que demandem alteração na gestão dos ativos, alterando rotinas operacionais, de manutenção ou mesmo investimentos não previstos originalmente; (iii) eventos de força maior que comprovadamente tenham afetado os ativos da transportadora e que ela efetivamente não pudesse prever ou evitar, enquadrando-se, por conseguinte, na previsão legal (Código Civil) e iv) alterações macroeconômicas, que comprometam o mercado de gás.</p> <p>Adicionalmente, é importante destacar que a equidade e reciprocidade entre os agentes no mercado de gás é um princípio que deve ser respeitado. Assim, é importante que as situações contratuais que justifiquem uma revisão extraordinária das tarifas de transporte de gás natural valham tanto para os transportadores quanto para os carregadores, já que estes últimos também enfrentam desafios econômicos e operacionais decorrentes de eventos extraordinários.</p> <p>Em suma, as revisões extraordinárias devem ser aplicáveis aos transportadores e aos carregadores buscando equilibrar os interesses dos agentes que atuam no mercado e evitando a criação de assimetrias. Dispositivos que garantam essa condição protegem a sustentabilidade econômica do setor e promove o seu desenvolvimento em condições de maior competitividade e dinamismo.</p>
36 (MBC)	<p>A aplicação de sistemas de incentivos e a criação de tarifas diferenciadas permitiriam que mercados emergentes, como estados sem gasodutos, não enfrentassem barreiras financeiras desproporcionais à conexão com a malha nacional. Isso incentivaria a interiorização do gás e promove o gás natural como vetor de transição energética na Amazônia, reduzindo a dependência de combustíveis mais poluentes.</p> <p>Além disso, existe a necessidade de aprimoramento da regra de entrada e saída, para garantir que novos agentes tenham acesso ao sistema de transporte com tarifas justas.</p>
37 (NTS)	<p>A NTS entende que os seguintes elementos, além de eventuais outros, ensejariam uma RTE: fatos imprevisíveis; fatos previsíveis, de consequências incalculáveis; força maior; caso fortuito; ou fato do príncipe, que afetem o equilíbrio dos contratos.</p> <p>O art. 37, XXI, da CF/88 alça o direito ao equilíbrio econômico-financeiro do contrato ao status de princípio constitucional ao determinar a necessidade de manutenção das “condições efetivas da proposta” no decorrer da execução dos contratos. Tal direito deriva dos princípios da eficiência, isonomia, razoabilidade, continuidade do contrato administrativo, segurança jurídica e da proteção à propriedade privada. O seu caráter constitucional já foi reconhecido pelo STF em várias ocasiões (AgRg no RE 902.910/RJ, j. 06.11.2018; RE 571.969/DF, j. 12.03.2014).</p> <p>No plano infraconstitucional, a Lei 14.133/2021 estabelece que os contratos administrativos (inclusive, subsidiariamente, os contratos de concessão) devem ser alterados para se preservar o equilíbrio inicial (art. 124, II, “d”). A Lei 8.987/1995 também determina que a equação será restabelecida em caso de alteração unilateral que afete o equilíbrio econômico-financeiro (art. 9º, § 4º), e que o equilíbrio está mantido “sempre que forem atendidas as condições do contrato (art. 10). Isso significa que, alteradas tais condições, o equilíbrio perdido deve ser recomposto.</p> <p>Portanto, como em todos os outros setores de infraestrutura, quaisquer desses elementos, a qualquer tempo, ensejam uma revisão extraordinária. No setor de transporte de gás natural, destacam-se atrasos em obtenção de autorizações, grande variação na demanda do gás, elevações extraordinárias no preço de insumos devido a políticas alheias à vontade da empresa.</p> <p>Contudo, a NTS entende que, no caso da realização de investimentos por parte da transportadora não previstos na RMP, esse montante deve ser objeto de reajuste tarifário intra-ciclo, antes da revisão tarifária ordinária, e não de RTE. Não se trata de revisão extraordinária, como será mais bem detalhado na resposta à Questão 22.</p> <p>Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.</p>
38 (TBG)	Ver contribuição ATGÁS.

39 (TAG)	<p>(i) A RMP deverá ser revisada, de forma extraordinária, sempre que houver alteração dos parâmetros utilizados para o cálculo da remuneração de investimentos, incluindo as condições macroeconômicas de mercado e risco da atividade considerados para o Ciclo Regulatório vigente que comprovadamente afete o equilíbrio econômico-financeiro da Transportadora. Adicionalmente, caso no ano subsequente a um determinado Período Tarifário seja apurada uma variação igual ou superior a 30% entre os custos de operação, de manutenção e com despesas gerais e administrativas efetivamente incorridos pelo transportador e o valor projetado para tal Período Tarifário, a ANP deverá promover a Revisão Extraordinária da Receita Máxima Permitida, de modo a recompor o equilíbrio econômico-financeiro da Transportadora.</p> <p>(ii) A critério da Transportadora, como alternativa à abertura de um processo de Revisão Extraordinária para todo o restante do Ciclo Regulatório, a ANP poderá considerar a diferença supracitada no Reajuste Anual imediatamente posterior ao desequilíbrio.</p> <p>(iii) Com a finalidade de incluir novos investimentos necessários à prestação do serviço de transporte, desde que devidamente aprovados pela ANP, além disso tais investimentos podem ser incorporados e reconhecido pelo regulador durante o ciclo.</p> <p>(iv) A alteração de aspectos relacionados a oferta e demanda pelo serviço de transporte, além de alterações decorrentes de resoluções aprovadas posteriormente a aprovação das tarifas de transporte.</p> <p>A Revisão Extraordinária da Receita Máxima Permitida visa reestabelecer a expectativa de retorno associada aos investimentos, não devendo impactar outros parâmetros fixados para o Ciclo Regulatório vigente e que serão objeto de revisão no Ciclo Regulatório subsequente.</p>
-------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Questão 12

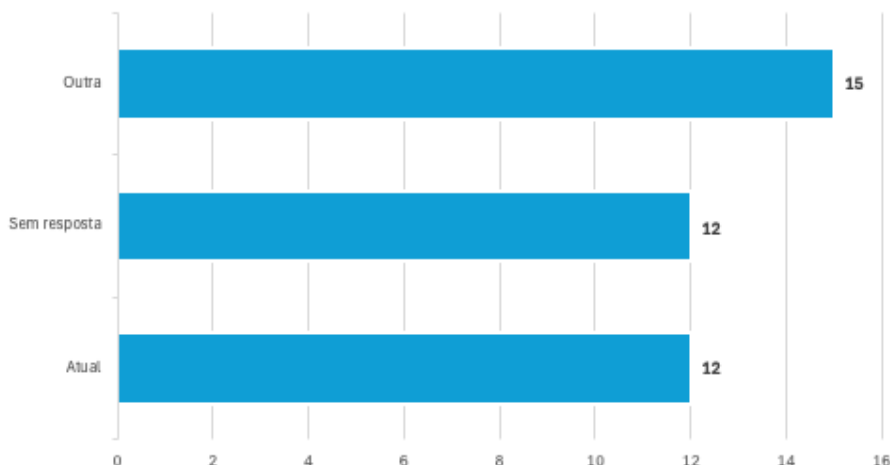
Dada a aplicação de um desconto ex-ante para a prestação do serviço de transporte interruptível, qual deveria ser a metodologia utilizada no cômputo da probabilidade de atendimento?

(a) A atualmente utilizada pelos transportadores, a qual é calculada com base nos seguintes parâmetros: (i) Média aritmética das quantidades diárias nominadas no mês de faturamento em questão; e (ii) Série histórica das quantidades de gás efetivamente movimentadas em um período de 12 (doze) meses, anterior à data de assinatura do contrato. Vide fórmula da Probabilidade de Atendimento a seguir:

(b) Outra (citar)

$$P(A) = [n(A) / n(\Omega)] * 100\%$$

P(A)	é a PROBABILIDADE DE ATENDIMENTO, ou seja, é a probabilidade da ocorrência de capacidade ociosa suficiente para atender à média das QUANTIDADES DIÁRIAS NOMINADAS;
n(A)	é o número de casos favoráveis ou que interessam (número de dias na série histórica em que a capacidade ociosa é igual ou maior que a média aritmética das QUANTIDADES DIÁRIAS NOMINADAS pelo CARREGADOR no mês em questão)
n(Ω)	é o número total de casos possíveis (número total de dias da série histórica das quantidades ociosas de um período de 365 dias anteriores à data da assinatura do contrato).



ID	Resposta	Justificativa
1 (BRAVA)	(b)	A metodologia deve promover o uso da capacidade ociosa da rede por meio de uma conta mais simples e ágil.
2 (COMMIT)	(a)	
3 (CSN)	(b)	Ressalva de transparência na manutenção da metodologia atual Manutenção da metodologia atual. No entanto, sugerimos que haja maior transparência em relação à capacidade disponível, a fim de compreender o nível de desconto ou incremento de custo a ser aplicado.
7 (GALP)	(b)	Multiplicador fixo de 0,5 A metodologia atual utilizada pelos Transportadores é complexa e difícil de ser auditada/rastreada, além disso constantemente o simulador disponível para verificação de probabilidade não permite a realização da consulta. Dessa forma, entendemos que deveria ser aplicado um multiplicador fixo, algo como 0,5, de forma a incentivar o uso da infraestrutura já contratada e ociosa. Entendemos que trata-se de um produto de menor qualidade, podendo ser interrompido a qualquer momento pela Transportadora, e que a simplificação neste processo seja importante para estimular a competitividade na modalidade interruptível, visando o aumento da concorrência no mercado de molécula. Acreditamos também que seja apropriado o início das discussões para implantação de um mercado secundário de capacidade de transporte, pois vislumbramos que o aprimoramento regulatório neste sentido, ensejaria um maior dinamismo e flexibilidade para os carregadores no gerenciamento dos seus contratos, que é bastante desejável para o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural. Vale destacar que os “Contratos Legados”(contratos de transporte de longo prazo firmados com o agente dominante do mercado) resultam em congestionamento contratual, ou seja, no impedimento contratual ao atendimento de demanda por capacidade de transporte, quando esta não se encontra plenamente utilizada, conforme definido no art. 2º, inciso IV, do Decreto nº 10.712/2021 .Nesse sentido, se faz necessária a regulação da ANP para fins de estímulo à eficiência e à competitividade através de mecanismos efetivos de cessão compulsória de capacidade de transporte cuja necessidade de uso de forma continuada não possa ser comprovada, conforme determinado pelo art.33º, parágrafo 1º, inciso I, da Lei nº 14.134/2021 e art.11º do Decreto nº 10.712/2021. Entretanto, destacamos que mesmo com todos os argumentos favoráveis para aprimoramento da questão, caso a Agência opte por manter a atual metodologia, é de suma importância que as transportadoras ou a ANP, disponibilizem informações que garantam explicitamente: (i) transparências ao processo, (ii) informações tempestivas sobre as capacidades dos ativos e suas ociosas e (iii) qual o valor da tarifa interruptível considerando todos esses elementos – probabilidade de interrupção. A definição de todos esses pontos é essencial para que tenhamos uma maior exatidão e confiabilidade do processo, diminuindo a possibilidade de discricionariedade por parte das transportadoras em ofertar o serviço interruptível (pouca variabilidade de tarifa apontada no simulador conforme alterações dos parâmetros).
10 (MITSUI)	(b)	Sem Desconto. Não deveria haver desconto na tarifa para o serviço interruptível. Considerando que não existe a obrigação de pagamento de encargo de capacidade em base firme, dada a característica do serviço de transporte, esse já seria o benefício para essa modalidade tarifária.
11 (MTX)	(b)	Outra melhor adequada que traga estímulo ao uso da infraestrutura já contratada e ociosa A metodologia atual é complexa, de difícil auditoria e não traz estímulo para o uso da infraestrutura já contratada e ociosa. Neste sentido, a metodologia deve levar em consideração critérios com fácil auditoria e com estímulo ao uso da infraestrutura já contratada e ociosa.
13 (PETRORECONCAVO)	(a)	-
14 (SHELL)	(a)	-
15 (YARA)	(b)	A metodologia atualmente utilizada pelos transportadores, baseada na média de nomeações e em uma série histórica de 12 meses de movimentação, é excessivamente

		<p>conservadora, pouco transparente e de difícil auditoria por parte dos usuários. Além disso, o simulador de probabilidade disponibilizado pelas transportadoras é frequentemente inacessível ou inconsistente, inviabilizando a verificação da coerência dos parâmetros aplicados. Na prática, isso superestima o risco de interrupção, reduzindo artificialmente o desconto do produto interruptível. Esse tipo de cálculo favorece a subvalorização do serviço interruptível, contrariando seu papel regulatório de maximizar o uso da malha; atender consumidores com perfil flexível; criar sinal econômico para expansão da flexibilidade sistêmica.</p> <p>Propostas de aprimoramento: adotar séries históricas mais amplas e realistas, incluindo múltiplos anos de operação; situações representativas de sazonalidade e uso efetivo da rede; avaliar congestionamento efetivo por trecho, com base em dados públicos de capacidade contratada e disponível; permitir que a ANP avalie a aplicação de um fator de desconto fixo (ex: 0,5), como forma de incentivar o uso da capacidade ociosa e simplificar o cálculo para os consumidores; publicar periodicamente a probabilidade de atendimento por zona ou ponto de entrega, com histórico de interrupções efetivas acessível aos usuários; aprimorar o simulador de probabilidade e garantir seu pleno funcionamento, com métricas auditáveis e padronizadas; fomentar a implantação de um mercado secundário de capacidade de transporte, em linha com o art. 33, §1º, da Lei nº 14.134/2021 e art. 11 do Decreto nº 10.712/2021, inclusive com mecanismos de cessão compulsória de capacidade subutilizada por contratos legados; rever o papel dos contratos legados na geração de congestionamento contratual, que impede o atendimento de nova demanda mesmo com capacidade física disponível.</p>
16 (ARM)	(b)	<ul style="list-style-type: none"> • As capacidades referentes ao serviço interruptível devem ser oferecidas ao mercado por meio de leilões eletrônicos, com preços iniciais definidos pela ANP, de forma que a relação entre oferta e demanda defina o preço final. • Seria imprescindível, pelo princípio da transparência e boas práticas regulatórias, que a ANP tornasse pública as situações em que foram praticados serviços de transporte interruptível e as tarifas praticadas e suas justificativas e se foram previamente analisadas e aprovadas pela ANP. • Somente caberia a aplicação de tarifas de transporte interruptível em zonas com possibilidade de congestionamento e a capacidade a ser contratada em regime de interruptibilidade deveria ser para um determinado período e devidamente justificado pelo transportador e aprovado pela ANP. • A ANP deveria propor alternativas para reduzir o congestionamento, analisando previamente o impacto que esses investimentos para solucionar o congestionamento terão na RMP futura. • Os gasodutos que venham a ser declarados como saturados pelo transportador, que não seja devidamente justificado, não poderão ter tarifas interruptíveis.
18 (QUANTUM)	(b)	Necessidade de um estudo mais aprofundado para a definição da metodologia.
19 (VEIRANO)	(b)	<p>O serviço interruptível deve ser ofertado via leilões eletrônicos, com preços iniciais definidos pela ANP, garantindo que oferta e demanda determinem o valor final. Para assegurar transparência, a ANP deve divulgar quando esse serviço foi utilizado, as tarifas aplicadas e suas justificativas.</p> <p>Gasodutos declarados saturados sem justificativa adequada não devem permitir tarifas interruptíveis.</p>
20 (ZENERGAS)	(b)	<p>Estabelecer patamar mínimo independente da metodologia.</p> <p>Deve ser assegurado patamar mínimo de desconto ex-ante em qualquer prestação de serviço interruptível. E assegurada a transparência a todo mercado do valor calculado.</p>
21 (COMGÁS)	(b)	<p>Leilões</p> <p>Para garantir eficiência econômica e igualdade de condições, as capacidades associadas ao serviço interruptível devem ser disponibilizadas no mercado através de leilões digitais. Esses leilões deveriam ter seus preços iniciais estabelecidos pela ANP, permitindo que a dinâmica de oferta e demanda determine o preço final. Ademais, é essencial que a ANP mantenha a transparência ao divulgar quando e como os serviços de transporte interruptíveis são utilizados, incluindo detalhes sobre as tarifas aplicadas e as razões por trás dessas decisões, garantindo que todas as ações tenham sido previamente revisadas e aprovadas pela agência reguladora.</p> <p>A aplicação de tarifas de transporte interruptíveis deve ser restrita a áreas com potencial de congestionamento. A capacidade contratada sob este regime deve ser limitada a períodos específicos, com justificativas robustas fornecidas pelo transportador e a devida aprovação da ANP.</p>

		<p>Além disso, a ANP deve considerar alternativas para mitigar congestionamentos, avaliando antecipadamente como tais investimentos podem afetar a Receita Máxima Permitida (RMP) no futuro.</p> <p>Gasodutos declarados saturados pelo transportador devem ter suas justificativas rigorosamente avaliadas. Na ausência de fundamentação adequada, não deve ser permitida a aplicação de tarifas interruptíveis, assegurando que não ocorram abusos e que as tarifas reflitam corretamente as condições do sistema de transporte.</p>
22 (CIGÁS)	(b)	<p>Caberia maior transparência por parte do transportador desses dados ao ofertar o serviço interruptível. Adicionalmente, pelo princípio da transparência e boas práticas regulatórias, necessário que a ANP tornasse publicas as situações em que foram praticados serviços de transporte interruptível e as tarifas efetivamente praticadas.</p> <p>Além disso, é fundamental que a ANP assegure total transparência na divulgação do uso dos serviços de transporte interruptíveis, detalhando as tarifas impostas e explicando as justificativas para tais decisões, para confirmar que todas as medidas foram adequadamente revisadas e autorizadas pela agência reguladora. A implementação de tarifas de transporte interruptíveis deve ser limitada a regiões propensas a congestionamentos, e a capacidade alocada sob esse regime deve ser circunscrita a períodos determinados, com justificativas detalhadas por parte dos transportadores e aprovação formal da ANP.</p> <p>Adicionalmente, a ANP deve explorar opções para reduzir congestionamentos, avaliando com antecedência o impacto potencial de tais iniciativas na Receita Máxima Permitida (RMP). É necessário que gasodutos reportados como saturados pelos operadores sejam submetidos a uma análise criteriosa das justificativas apresentadas. Na ausência de uma fundamentação convincente, a aplicação de tarifas interruptíveis não deve ser autorizada, garantindo a prevenção de práticas abusivas e assegurando que as tarifas sejam justas e reflitam adequadamente as condições atuais do sistema de transporte.</p>
23 (SULGÁS)	(b)	<p>A aplicação de tarifas de transporte interruptíveis deveria ser limitada a regiões com potencial de congestionamento, sendo a capacidade contratada restrita a períodos específicos e respaldada por justificativas sólidas do transportador, com aprovação da ANP.</p> <p>Além disso, a ANP deve explorar alternativas para reduzir congestionamentos, considerando previamente o impacto desses investimentos sobre a Receita Máxima Permitida (RMP). Para gasodutos declarados saturados, as justificativas apresentadas pelo transportador devem ser rigorosamente avaliadas. Caso não haja fundamentação adequada, a aplicação de tarifas interruptíveis deve ser vetada, assegurando que as tarifas reflitam com precisão as condições do sistema de transporte.</p>
24 (SEDE/MG)	(a)	-
26 (ABEGÁS)	(b)	<p>Caberia maior transparência por parte do transportador desses dados ao ofertar o serviço interruptível. Adicionalmente, pelo princípio da transparência e boas práticas regulatórias, necessário que a ANP tornasse publicas as situações em que foram praticados serviços de transporte interruptível e as tarifas efetivamente praticadas.</p> <p>Além disso, é fundamental que a ANP assegure total transparência na divulgação do uso dos serviços de transporte interruptíveis, detalhando as tarifas impostas e explicando as justificativas para tais decisões, para confirmar que todas as medidas foram adequadamente revisadas e autorizadas pela agência reguladora. A implementação de tarifas de transporte interruptíveis deve ser limitada a regiões propensas a congestionamentos, ou para utilização por consumidores que comprovadamente aumentariam o consumo de gás natural, reduzindo a ociosidade da rede de transporte, que necessitem de menores tarifas e o volume adicional não se viabilizaria para consumos firmes, e a capacidade alocada sob esse regime deve ser circunscrita a períodos determinados, com justificativas detalhadas por parte dos transportadores e aprovação formal da ANP.</p> <p>Adicionalmente, a ANP deve explorar opções para reduzir congestionamentos, avaliando com antecedência o impacto potencial de tais iniciativas na Receita Máxima Permitida (RMP). É necessário que gasodutos reportados como saturados pelos operadores sejam submetidos a uma análise criteriosa das justificativas apresentadas. Na ausência de uma fundamentação convincente, a aplicação de tarifas interruptíveis não deve ser autorizada, garantindo a prevenção de práticas abusivas e assegurando que as tarifas sejam justas e reflitam adequadamente as condições atuais do sistema de transporte.</p>
27 (ABRACE)	(a)	-

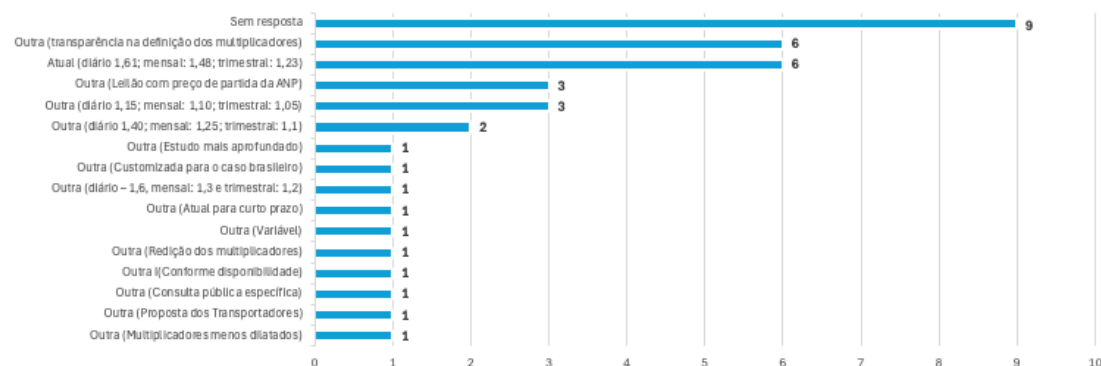
28 (ABRAGET)	(a)	-
30 (ATGÁS)	(a)	-
31 (CDU)	-	<p>Destacamos que o serviço interruptível, em capacidade ociosa, só pode ser contratado em pontos de entrada ou de saída em que não haja capacidade disponível e nem possibilidade de negociação para cessão de capacidade entre carregadores. Ao mesmo tempo também sugerimos que a nova regulação traga maior detalhamento em relação à oferta de capacidade interruptível, de forma a garantir que as receitas associadas à venda desses produtos sejam redistribuídas de forma equitativa entre os usuários da rede, de forma a equilibrar os custos de acesso e assegurar a neutralidade financeira das transportadoras.</p> <p>Atualmente, temos dificuldade em apurar e validar a metodologia, dado que ela é complexa e difícil de ser auditada/rastreada. Desta forma, precisamos que as transportadoras ou a ANP, disponibilizem informações que garantam: (i) transparências ao processo, (ii) informações tempestivas sobre as capacidades dos ativos e suas ociosas e (iii) qual o valor da tarifa interruptível considerando todos esses elementos – probabilidade de interrupção. A definição de todos esses pontos é essencial para que tenhamos uma maior exatidão e confiabilidade do processo, diminuindo a possibilidade de discricionariedade por parte das transportadoras em ofertar o serviço interruptível (pouca variabilidade de tarifa apontada no simulador conforme alterações dos parâmetros).</p> <p>Entendemos ser necessário uma simplificação neste processo para estimular a competitividade na modalidade interruptível, visando o aumento da concorrência no mercado de molécula.</p>
32 (FIESP)	(b)	A tarifa para serviço de transporte interruptível deve seguir o mesmo modelo das tarifas de curto prazo: calculada e fixada pela ANP.
35 (IBP)	(a)	-
37 (NTS)	(a)	-
38 (TBG)	(a)	-
39 (TAG)	(a)	-

Questão 13

Dado que a ANP definirá os multiplicadores para a prestação dos serviços de curto prazo (diário, mensal e trimestral) no início de cada ciclo regulatório, quais deveriam ser esses números?

(a) Manter os atuais (diário 1,61; mensal: 1,48; trimestral: 1,23)

(b) Outros (citar)



ID	Resposta	Justificativa
1 (BRAVA)	(b)	Os multiplicadores atuais dificultam a viabilização dos produtos de curto prazo, que são importantes no cenário atual de desenvolvimento do mercado de gás para maximização da utilização da malha de transporte. Com isso, sugerimos a redução dos multiplicadores da seguinte forma: Diário: 1,15 Mensal: 1,10 Trimestral: 1,05

2 (COMMIT)	(b)	<p>Existe a necessidade de maior transparência na forma e apuração de como os multiplicadores são definidos. A falta de transparência pode travar a abertura do mercado para novos agentes e gera uma insegurança aos que já atuam no setor. Nesse sentido, recomendamos que a ANP proceda com análise de impacto regulatório (AIR), para a determinação do melhor desenho para as tarifas de transporte. Os multiplicadores de curto prazo têm um objetivo econômico, de sinalizar (e incentivar) a contratação de longo prazo. Dada a natureza do serviço de transporte, tal sinalização faz sentido e é bem-vinda. Por outro lado, a dinâmica atual do mercado, em processo acelerado de abertura e diversificação de players, também tem beneficiado o surgimento de novos produtos, principalmente de curto prazo – o que contribui com o aumento da liquidez no setor e a rotatividade dos contratos. Nesse sentido, sugerimos avaliar vantagens e desvantagens de reduzir, ainda que marginalmente, os multiplicadores de curto prazo, a fim de contribuir com o processo de abertura do mercado. No início do próximo ciclo, ou em momento intermediário, se necessário, tais multiplicadores poderiam ser revistos. Em geral, o multiplicador deveria ser tão grande a ponto de incentivar a contratação de longo prazo, mas também tão pequeno a fim de incentivar o surgimento de novos produtos e a entrada de novos players.</p>
3 (CSN)	(b)	<p>Conforme disponibilidade</p> <p>Em consonância com a resposta à questão 6, que trata da otimização do uso do recurso, e também com a metodologia atual aplicada para avaliação da disponibilidade, mencionada na questão 12, os multiplicadores devem seguir uma lógica de disponibilidade da capacidade, convertida em uma metodologia que reflita a operação do sistema no curto prazo correspondente. Dessa forma, quando o sistema não está congestionado, o transportador deve oferecer essa contratação a um custo menor, com o multiplicador o mais próximo de 1,0. Em situações de alta demanda pelo uso da rede, como períodos de elevado despacho térmico, as transportadoras poderão aplicar um multiplicador maior, sendo até mesmo necessária a implantação de plataformas de leilão para oferta dessa capacidade. Essa sugestão reflete a necessidade de transparência da capacidade disponível/ociosa no duto. Essa informação é fundamental para a aplicação dos multiplicadores. Quanto mais os multiplicadores refletirem a condição atual do duto, melhor será a definição do multiplicador. Portanto, é essencial garantir que a informação seja pública, em uma periodicidade próxima ao tempo real, para que a metodologia de cálculo possa ser verificada.</p>
5 (ENEVA)	(b)	<p>Não manter os atuais.</p> <p>Não manter os multiplicadores atuais. O objetivo dos multiplicadores é incentivar aos carregadores a contratarem de forma firme, sua melhor previsão de consumo e desincentivar consumos não previstos. Isso é especialmente importante em malhas com alto índice de utilização. É importante salientar que, do ponto de vista econômico, o custo dos produtos de curto prazo pode ser entendido como o custo marginal do serviço para movimentar uma molécula adicional no curto prazo. O entendimento da formulação desses multiplicadores já foi tratado, inclusive no estudo “Pricing short-term gas transmission capacity: A theoretical approach to understand the diverse effects of the multiplier system”, formulado por Eren Çam e Dominic Lencz. É importante não perder de vista que o objetivo da regulação, no atual momento de mercado, deveria se basear no aumento de liquidez do mercado de gás natural, ao invés de priorizar maximizar a contratação firme, que pode ser uma barreira para novos entrantes e risco de continuidade de certas demandas. Nos últimos dois anos, o mercado de gás natural avançou em modalidades de contratação de transporte firme de curto prazo. Sabemos que o desenvolvimento dos produtos de curto prazo deverá acontecer de forma consistente e gradual, mas os atuais multiplicadores dos produtos de curto prazo não condizem com o processo de construção de um mercado aberto, dinâmico, líquido e competitivo, o que inibe a entrada de novos agentes e consequentemente, o aumento da liquidez. No caso da malha brasileira de gasodutos, há grandes trechos da malha integrada de transporte com ociosidade. Em outros termos, esse custo marginal tende a não ser tão alto em malhas que não são altamente contratas, como é o caso da rede de transporte de gás natural do Brasil. Por outro lado, os altos multiplicadores penalizam desproporcionalmente aqueles usuários com consumos mais variáveis, mesmo que a malha esteja ociosa, prejudicando o crescimento do mercado de gás. Os multiplicadores atuais são reflexo de um benchmark com o mercado europeu que perde sentido no cenário interno atual. Eles oneram desproporcionalmente ao usuário final, que deve esperar 2 anos para receber parte desse dinheiro de volta em forma de desconto da tarifa geral. (a+2). Portanto, enquanto houver capacidade disponível na rede de transporte, o multiplicador não</p>

		<p>deve ser tão oneroso. É preciso rever e criar condições de modicidade nos multiplicadores dos produtos de curto prazo de transporte para que possamos ter um avanço mais célere no desenvolvimento da liquidez e criação de opções de flexibilidade do mercado de gás natural. Como salientado acima, os multiplicadores, em um modelo de concorrência perfeita entre os agentes, ou ainda, podemos entender com a integração da malha de transporte, pode ser entendido como o custo dos produtos de curto prazo para refletir o custo marginal desse serviço. Como é de conhecimento desta SIM/ANP, uma das grandes temáticas na formulação das tarifas de transporte é transparência em relação ao custo adicional da prestação desse serviço. Como todas as despesas, custos e investimentos valorados na BRA não estão em pleno acesso aos interessados da indústria, não é possível definir exatamente o valor a ser adotado para estes multiplicadores. Por isso, sugerimos que esses sejam objeto de consulta e audiência públicas no ato das revisões e definições tarifárias realizadas por esta SIM/ANP. Entretanto, como mencionado, os multiplicadores não devem ser simplesmente os valores adotados no sistema de transporte de multiplicadores internacionais, haja vista que o sistema de transporte brasileiro possui uma estrutura de custos e contração de capacidade (no momento, com ociosidade) completamente diferente de outros países e plena cópia desses multiplicadores perde o sentido.</p>
7 (GALP)	(b)	<p>diário: 1,15, mensal 1,10 e trimestral 1,05</p> <p>Apesar de entendermos o racional dos multiplicadores que visa uma contratação mais sustentável e de longo prazo, o atual estágio de desenvolvimento do mercado de gás se mostra ainda incipiente e com liquidez limitada para suportar os elevados patamares de multiplicadores observados, o que prejudica demasiadamente a utilização e viabilização dos produtos de curto prazo. Face ao exposto, sugerimos que os novos multiplicadores, sejam estipulados em: (i)diário: 1,15; (ii)mensal: 1,10; e (iii)trimestral: 1,05. Dessa forma, entendemos que haveria o incentivo adequado para a contratação do produto anual, sem inviabilizar a contratação dos produtos de curto prazo. A medida que o mercado evoluir, entendemos que esses multiplicadores poderiam ser revistos para se adequarem às realidades do mercado. Além disso, seria importante rever também o multiplicador do Excedente Autorizado acima da tolerância, que atualmente está parametrizado como 2 e que não foi abordado nesta Consulta Prévia. Julgamos que esse multiplicador deveria ser igual à contratação do produto diário, uma vez que seria o processo de programação dentro da capacidade disponível, porém acima de uma tolerância do anual, evitando a burocracia/custo de transação para contratação de um novo contrato diário. Por fim, julgamos que a questão da flexibilização na disponibilização da contratação de capacidade via plataforma Portal de Oferta de Capacidade (POC) seja um ponto de atenção para discussão, uma vez que acreditamos que há bastante espaço para melhorias, a saber: i-) Atualmente, para diversos produtos, a sua oferta ocorre apenas em determinado dia da semana, o que não enseja liquidez ao mercado e inviabiliza diversas contratações. Por exemplo, a contratação do mensal precisa ocorrer com pelo menos 5-6 dias úteis de antecedência do mês de início do contrato e, com isso, na grande maioria dos meses, não é possível realizar nenhuma contratação mensal na última semana do mês para o mês subsequente, pois essa antecedência não é observada. ii-) Possibilidade dos contratos de curto prazo (diário, mensal e trimestral) serem contratados com até um dia de antecedência antes da sua vigência. Ou seja, entendemos que a Transportadora poderia disponibilizar o produto com mais antecedência e o primeiro carregador a solicitá-lo seria o primeiro a ser atendido (first come, first served). iii-) Ser possível a criação de um pool de contratos diários, ou pelo menos ser possível contratar vários dias em um mesmo contrato diário, ao invés de ser um contrato por dia, visto que a gestão de contratação na plataforma, que apresenta muitos horários restritos (vide sugestão de melhoria no item anterior (ii)) e a posterior coleta de assinaturas (também com horários restritivos), bem como o aporte de garantias dos respectivos contratos, já apresentam um nível de demanda operacional muito acima do desejável, e que tende a piorar de forma expressiva com o crescimento do mercado livre de gás. Portanto acreditamos ser de suma importância uma melhora operativa na gestão comercial das transportadoras, objetivo que vai ao encontro do esperado dentro de regulação por incentivo.</p>
8 (GBS)	(b)	<p>- Produto diário: até 1,40 - Produto mensal: até 1,25 - Produto trimestral: até 1,1</p> <p>A contratação de volumes de curto prazo representa uma ferramenta essencial no âmbito da nova dinâmica de mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo. É compreensível que o custo de transporte para produtos de menor prazos possuam um diferencial de preços. Todavia, cabe vislumbrar a ótica que incrementos de preço</p>

		representativos configuram um desestímulo ao consumo dos produtos de curto prazo e, consequentemente, perda de oportunidade de compra de gás competitivo, que beneficia o consumidor final como um todo. Vemos que os multiplicadores atualmente aplicados, especialmente para o diário e mensal são agressivos e geram impactos na tomada de decisão de contratações por oportunidade. A sugestão é: - Produto diário: até 1,40 - Produto mensal: até 1,25 - Produto trimestral: até 1,1
9 (GNLINK)	(b)	- Produto diário: até 1,40 - Produto mensal: até 1,25 - Produto trimestral: até 1,1 A contratação de volumes de curto prazo representa uma ferramenta essencial no âmbito da nova dinâmica de mercado de gás natural aberto, dinâmico e competitivo. É compreensível que o custo de transporte para produtos de menor prazos possuam um diferencial de preços. Todavia, cabe vislumbrar a ótica que incrementos de preço representativos configuram um desestímulo ao consumo dos produtos de curto prazo e, consequentemente, perda de oportunidade de compra de gás competitivo, que beneficia o consumidor final como um todo. Vemos que os multiplicadores atualmente aplicados, especialmente para o diário e mensal são agressivos e geram impactos na tomada de decisão de contratações por oportunidade. A sugestão é: - Produto diário: até 1,40 - Produto mensal: até 1,25 - Produto trimestral: até 1,1
10 (MITSUI)	(b)	Proposta dos Transportadores A proposta dos multiplicadores deveria vir dos transportadores e ser avaliada pela ANP sobre critérios de eficiência e modicidade tarifária. Se por um lado existe a falta de incentivo de contratação de produtos de curto prazo em favor dos produtos de mais longo prazo, avaliar se esse mecanismo se compatibiliza com a dinâmica do mercado de gás no Brasil e contribui tanto para as transações de longo prazo quanto para as transações de curto prazo. Em qualquer caso, as receitas advindas dos diversos produtos e contratos legados devem compor a RMP.
11 (MTX)	(b)	Multiplicadores menos dilatados Mesmo que o atual critério de multiplicadores busque uma contratação mais sustentável e de longo prazo, o mercado de gás ainda está em fase de desenvolvimento. Muitas das operações que são realizadas entre os agentes de mercado são operações de curto prazo, operações estas que colaboram para uma maior liquidez. Os produtos de curto prazo são, portanto, uma alternativa mais adequada a tais operações, permitindo um maior dinamismo na tomada de decisão. No entanto, as diferenças aplicadas aos multiplicadores para a prestação de serviços de curto prazo pelos Transportadores, por vezes, inviabilizam as operações comerciais. Como sugestão, propõe-se uma adequação do racional de tarifação dos produtos de curto prazo. Multiplicadores menos dilatados em comparação aos produtos de longo prazo podem colaborar para um maior dinamismo do mercado e para que oportunidades de compra e venda entre os agentes que já carregam o sistema de transporte sejam mais bem aproveitadas.
13 (PETRORECONCAVO)	(a)	
14 (SHELL)	(b)	Redução dos multiplicadores Na visão da Shell, os produtos de curto prazo são elementos importantes e estruturantes na configuração do mercado de gás natural, uma vez que alguns contratos de suprimento possuem base trimestral, mensal ou mesmo diária. Indo além, uma otimização nos valores praticados pode estimular as transações de curto prazo de forma a atrair maior liquidez e, consequentemente, maior competitividade ao mercado. A Shell considera que os atuais multiplicadores poderiam ser revistos em prol de uma redução, porém, pela complexidade, sugere o estabelecimento de uma consulta pública específica para tratamento deste tema.
15 (YARA)	(b)	Diário: 1,15 mensal: 1,1; trimestral: 1,05
16 (ARM)	(b)	<ul style="list-style-type: none"> • Cabe ressaltar que os valores acima indicados são similares aos multiplicadores utilizados na UE, exemplo, Espanha: (diário – 1,6, mensal: 1,3 e trimestral: 1,2). Na UE, é comum também se aplicar um multiplicador para produtos intradiário que são os mais elevados. • Um tema que deverá ser objeto de uma análise mais pormenorizada pela ANP será o resultado do Leilão de Reserva de Capacidade 2025 que poderá resultar na recontração das UTEs considerando serviços de curto prazo (menos de 1 ano) o que poderá impactar nas tarifas de transporte para o ciclo 2026-2030. • A remuneração da capacidade da malha de transporte de gás é tão relevante quanto a necessária remuneração das infraestruturas para o setor elétrico e a intermitência gerada pela inserção massiva da geração renovável gerou uma mudança do regime de operação das UTEs e se faz necessário buscar soluções integradas que não priorizem um em

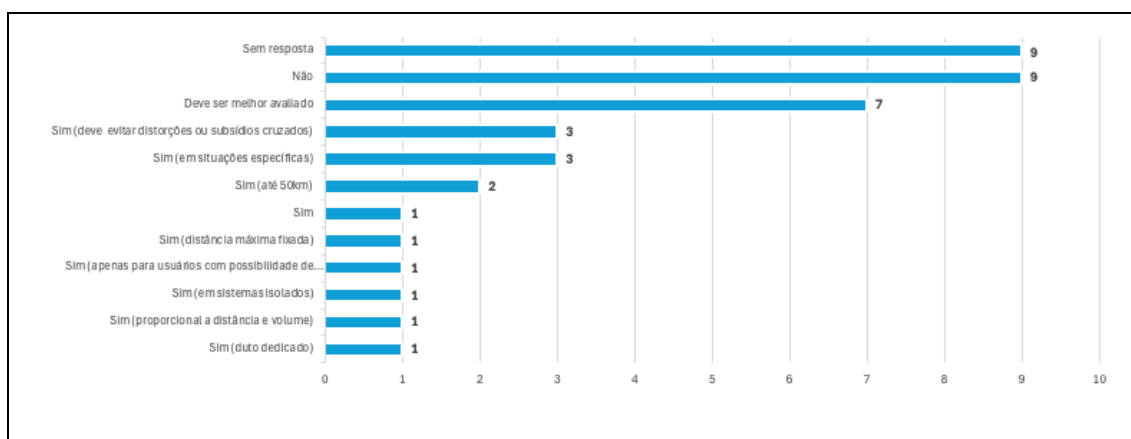
		<p>detrimento do outro. • Importante também considerar que o mercado de gás no país ainda está muito concentrado e somente agora experimentamos o início de contratação num ambiente de livre mercado e de um número maior de comercializadores e considerar fatores multiplicadores menores que proporcione tanto aos Comercializadores como aos Consumidores maneiras efetivas de gerenciar seus balanços e o risco de mercado, reduzindo barreiras de entrada de novos competidores. Se poderia considerar um período de transição. • Outra possibilidade a ser analisada seria que as capacidades referentes a serviços de curto prazo fossem oferecidas ao mercado por meio de leilões eletrônicos, com preços iniciais definidos pela ANP, de forma que a relação entre oferta e demanda defina o preço final. Nesse sentido, seria interessante partir de multiplicadores inferiores ao estabelecido no caput e, conforme a demanda, estar pré-definido o valor incremental dos multiplicadores. • Aqui ainda não temos um mercado organizado de gás e um mercado spot líquido com a presença, por exemplo, da figura de um Market Maker realizando ofertas diárias de compra e venda como existe em países da UE.</p>
18 (QUANTUM)	(b)	Necessidade de um estudo mais aprofundado para a definição de incentivos necessários para o comportamento dos agentes.
19 (VEIRANO)	(b)	<p>A transparência na definição e aplicação dos multiplicadores é essencial para a segurança do mercado e a entrada de novos agentes. A falta de clareza pode restringir a concorrência e dificultar a evolução do setor. Nesse sentido, recomenda-se que a ANP realize uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) para avaliar o melhor desenho tarifário para o transporte de gás. A experiência internacional pode servir de referência para essa discussão. Em mercados mais desenvolvidos, como o europeu, os multiplicadores variam conforme o prazo da contratação. Além disso, o Leilão de Reserva de Capacidade 2025 pode influenciar significativamente as tarifas do ciclo 2026-2030, uma vez que pode resultar na recontração das UTEs para serviços de curto prazo. Esse fator deve ser analisado com atenção, considerando o impacto na previsibilidade e na atratividade dos contratos de transporte. Por fim, o Brasil ainda não possui um mercado organizado de gás nem um mercado spot líquido, como ocorre na União Europeia, onde market makers realizam ofertas diárias de compra e venda. A implementação gradual de mecanismos que aumentem a liquidez e facilitem a transição para um mercado mais dinâmico pode ser um passo relevante.</p>
20 (ZENERGAS)	(b)	<p>A ser estabelecido.</p> <p>Desconhecemos a origem dos multiplicadores atualmente adotados mas reconhecemos a sua importância na sinalização. Até entrarmos em fase mais desenvolvida do mercado deveriam ser adotados valores menores como forma de incentivo.</p>
21 (COMGÁS)	(b)	<p>Leilões</p> <p>Para assegurar a adequada implementação de serviços de curto prazo no setor de gás natural, é recomendável que tais capacidades sejam disponibilizadas através de leilões online organizados pela ANP. Os preços de partida desses leilões devem ser estabelecidos pela própria ANP, permitindo que as dinâmicas de mercado entre oferta e demanda determinem os preços finais. Essa abordagem promove uma alocação eficiente dos recursos e transparência na formação de preços, alinhando-se com os princípios de eficiência econômica. A clareza na definição e implementação dos multiplicadores é crucial para garantir a estabilidade do mercado e facilitar a entrada de novos participantes. A ausência de transparência pode limitar a concorrência e impedir o desenvolvimento do setor. Neste contexto, é aconselhável que a ANP conduza uma Análise de Impacto Regulatório (AIR) para determinar a estrutura tarifária mais adequada para o transporte de gás. Os multiplicadores de curto prazo desempenham um papel econômico significativo ao promover contratos de longo prazo, o que é coerente com a natureza do serviço de transporte. Contudo, diante da liberalização e diversificação do mercado, uma diminuição, mesmo que pequena, desses multiplicadores poderia ser vantajosa para aumentar a liquidez do mercado e estimular a introdução de novos produtos e participantes.</p>
22 (CIGÁS)	(b)	<p>As capacidades referentes a serviços de curto prazo devem ser oferecidas ao mercado por meio de leilões eletrônicos, com preços iniciais definidos pela ANP, de forma que a relação entre oferta e demanda defina o preço final. Nesse sentido, seria interessante partir de multiplicadores inferiores ao estabelecido no caput e, conforme a demanda, estar pré-definido o valor incremental dos multiplicadores. Ademais, não temos como avaliar a origem dos multiplicadores atuais.</p>
23 (SULGÁS)	(b)	Propõe-se maior transparência na forma e apuração de como os multiplicadores são definidos, e da reversão da receita advinda da venda desses produtos nos ciclos futuros.

		Nesse sentido, recomendamos que a ANP proceda com análise de impacto regulatório (AIR), para a determinação do melhor desenho para as tarifas de transporte. Os multiplicadores de curto prazo têm um objetivo econômico, de sinalizar (e incentivar) a contratação de longo prazo. Dada a natureza do serviço de transporte, tal sinalização faz sentido e é bem-vinda.
24 (SEDE/MG)	(a)	-
26 (ABEGÁS)	(b)	As capacidades referentes a serviços de curto prazo devem ser oferecidas ao mercado por meio de leilões eletrônicos, com preços iniciais definidos pela ANP, de forma que a relação entre oferta e demanda defina o preço final. Nesse sentido, seria interessante partir de multiplicadores inferiores ao estabelecido no caput e, conforme a demanda, estar pré-definido o valor incremental dos multiplicadores.
27 (ABRACE)	(b)	Definir metodologia para definição dos multiplicadores. Os multiplicadores são fatores de ajuste tarifário, que possui o objetivo de incentivar a contratação eficiente do sistema de transporte. Se de um lado, o incentivo à contratação de longo prazo é benéfico para conferir maior previsibilidade às necessidades de investimentos na rede e à recuperação de receita pelas transportadoras, por outro, a contratação de curto prazo a um custo menor permite fomentar a liquidez na comercialização da molécula, uma vez que os carregadores terão maior flexibilidade para responder aos ajustes de oferta e demanda, promovendo a concorrência. Sugerimos, portanto, que a regulação direcione para esse equilíbrio, em que, a partir de uma metodologia pré-definida, as transportadoras possam realizar simulações de alocação de capacidade e, assim, definir os multiplicadores, de forma a refletir a operação do sistema. Ou seja, se tais simulações demonstrarem que há elevada demanda por capacidade, por exemplo, períodos de elevado despacho térmico, os multiplicadores deverão ser elevados, refletindo o correto sinal econômico do sistema. Para o mercado brasileiro de gás natural, há grande incerteza em relação aos cenários de demanda por capacidade de transporte, devido à alteração recente da dinâmica do despacho térmico, que pode buscar maior contratação de capacidade no curto prazo. Nestas situações, a utilização de um valor fixo para os multiplicadores de curto prazo não promoverá o sinal econômico correto na tarifação do transporte. Assim, reforçamos a nossa sugestão de que a ANP não defina um valor para os multiplicadores, mas uma metodologia sob a qual esses multiplicadores possam ser definidos com um grau de previsibilidade para o mercado, considerando critérios, como exemplo, o perfil de movimentação ao longo do ano, e, até mesmo, a partir das expectativas de recuperação da Receita Máxima Permitida dentre as ofertas esperadas para o longo e curto prazo. Por fim, também vale reforçar que a regulação deve incentivar que as transportadoras busquem otimizar a alocação de capacidade com benefício tarifário para o carregador. Isto é, a metodologia para definição dos multiplicadores deve permitir a recuperação de receita, em uma perspectiva de eficiência operacional: maior alocação possível que promova modicidade tarifária e, ao mesmo tempo, não implique em risco operacional ao sistema (vide nossa resposta à questão n.6).
28 (ABRAGET)	(a)	-
30 (ATGÁS)	(b)	Para a definição dos multiplicadores dos serviços de curto prazo, sugere-se a manutenção dos multiplicadores atualmente praticado pelas transportadoras, que refletem o atual status do mercado e podem ser atualizados, oportunamente, na medida em que o mercado de comercialização de gás natural de curto prazo for desenvolvido e a carteira de produtos de transporte aperfeiçoada. A ATGÁS pretende desenvolver um estudo sobre multiplicadores tarifários e submetê-lo à ANP no momento oportuno. A solução ótima para o setor brasileiro será aquela que equilibre a segurança no atendimento e a flexibilidade ao mercado, conciliando benefícios sistêmicos com o risco para as transportadoras frente a uma possível redução dos contratos de longo prazo.
31 (CDU)	-	Os multiplicadores são fatores de ajuste tarifário, com o objetivo de incentivar a contratação eficiente do sistema de transporte. Se, de um lado o incentivo à contratação de longo prazo é benéfico para conferir maior previsibilidade às necessidades de investimentos na rede e à recuperação de receita pelas transportadoras; a contratação de curto prazo, a um custo menor, por outro, permite fomentar a liquidez na comercialização da molécula, uma vez que os carregadores terão maior flexibilidade para responder aos ajustes de oferta e demanda, promovendo a concorrência.

		Sugerimos, portanto, que a regulação direcione para esse equilíbrio. Ou seja, que a ANP não defina, neste momento, valores para os multiplicadores, mas discuta com o mercado metodologia para calcular esses valores.
32 (FIESP)	(b)	Variável. Outros. Os multiplicadores podem variar, a depender da capacidade ociosa do gasoduto. A ANP deveria verificar esses valores. Obviamente, é preferível ter contratos de longo prazo, mas, se existe capacidade disponível e a ideia é utilizá-la, para reduzir as tarifas, os multiplicadores podem variar em função da procura de curto prazo.
35 (IBP)	(b)	Os multiplicadores para serviços de curto prazo no transporte de gás natural (diário, mensal, trimestral) são ferramentas que podem ser consideradas fundamentais para o funcionamento do mercado e da infraestrutura de transporte de modo eficiente. Vale destacar ainda que os multiplicadores podem incentivar o uso eficiente da infraestrutura por meio da correta sinalização econômica. Entretanto, a definição desses multiplicadores deve levar em conta o atual estágio de desenvolvimento do mercado brasileiro de gás, marcado pela liquidez limitada para suportar patamares elevados com prejuízo para os produtos de curto prazo. Desta forma, recomendamos que a ANP reveja a calibração dos multiplicadores uma vez que entendemos que eles são elevados e estão prejudicando o desenvolvimento do mercado secundário ou de curto prazo. É fundamental que a calibração dos multiplicadores seja feita de modo que, ao mesmo tempo incentiva a contratação do produto em base anual e não inviabilize a contratação dos produtos de curto prazo. Outro ponto importante relacionado ao tema e que não foi abordado nesta consulta prévia, é o multiplicador do excedente, no qual volumes acima da tolerância tem o multiplicador de 2x independentemente se programado ou não. É extremamente relevante que a ANP coíba multiplicadores elevados para volumes excedentes que foram programados e autorizados pelas transportadoras. O que precisamos evitar são movimentos que venham a trazer algum tipo de risco à operacionalização do sistema de transporte como volumes excedentes e que não foram programados, os quais deveriam ter o multiplicador de 2x. Considerando a complexidade e a relevância deste tema, recomenda-se a realização de um processo de consulta pública específico.
37 (NTS)	(b)	Manter os atuais mas com as contribuições abaixo. Para a definição dos multiplicadores dos serviços de curto prazo, sugere-se a manutenção dos multiplicadores atualmente praticado pelas transportadoras, que refletem o atual status do mercado e podem ser atualizados, oportunamente, na medida em que o mercado de comercialização de gás natural de curto prazo for desenvolvido e a carteira de produtos de transporte aperfeiçoada. A ATGás pretende desenvolver um estudo sobre multiplicadores tarifários e submetê-lo à ANP no momento oportuno. A solução ótima para o setor brasileiro será aquela que equilibre a segurança no atendimento e a flexibilidade ao mercado, conciliando benefícios sistêmicos com o risco para as transportadoras frente a uma possível redução dos contratos de longo prazo. Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.
38 (TBG)	(a)	-
39 (TAG)	(a)	-

Questão 14

A ANP deveria autorizar a utilização de uma tarifação de curta distância? Em quais situações específicas? Dado que a definição de uma tarifação de curta distância tem impacto na tarifa paga pelos demais carregadores, qual deveria ser a modelagem desse tipo de tarifação?



ID	Resposta
2 (COMMIT)	<p>Não deveria haver diferenciação de tarifas por distância, pois isso poderia criar incentivos para usuários específicos e resultar em subsídios cruzados. A implementação de uma tarifação de curta distância pode gerar distorções no mercado e impactar a tarifa paga pelos demais carregadores, prejudicando a competitividade e a eficiência do sistema de transporte.</p> <p>Além do mais, destacamos que a metodologia adotada pela ANP, de tarifa ponderada pela capacidade e pela distância, já dispõe de um componente distância para diferenciação. Ou seja, se devidamente aplicada, a metodologia vigente já deveria ser capaz de capturar as singularidades de projetos próximos a fontes de suprimento, especialmente se com capacidade relevante de entrada e saída.</p>
3 (CSN)	<p>A ANP poderia autorizar a utilização de uma tarifação de curta distância em situações específicas onde há necessidade de maior flexibilidade e eficiência no uso da capacidade de transporte.</p> <p>Para garantir que a tarifação de curta distância não impacte negativamente as tarifas pagas pelos demais carregadores, a modelagem desse tipo de tarifação deve incluir:</p> <p>Contratação por Rota Específica: A contratação deve ser feita por rota específica e não por ponto de entrada/saída, garantindo que a capacidade seja utilizada de forma eficiente e alinhada com as necessidades dos carregadores.</p> <p>Vinculação ao Par Ordenado: A rota deve estar vinculada ao par ordenado conforme definido nos contratos de transporte. Qualquer capacidade que não envolva este par ordenado específico deve ser cobrada de forma diferenciada.</p> <p>Implementação de Ponto Virtual: A transportadora deve implementar um "ponto virtual" para a apuração da capacidade de curta distância, evitando uma contratação simples de capacidade por ponto de entrada/saída. Isso é necessário porque o carregador pode contratar molécula em diferentes pontos de entrada para serem entregues no mesmo ponto de saída.</p> <p>Aplicação a Novos Dutos: A tarifação de curta distância deve ser aplicada apenas a novos dutos, sem onerar a estrutura existente de tarifas já praticadas e aplicadas à capacidade existente.</p> <p>Esses elementos garantem que a tarifação de curta distância seja implementada de forma justa e eficiente, atendendo às necessidades específicas sem prejudicar os demais carregadores.</p>
5 (ENEVA)	<p>Sugerimos que a utilização de uma tarifa de curta distância não seja autorizada pela ANP. Entendemos que esse tipo de regulamentação, considerando que um dos grandes desafios do mercado de gás é a implementação de políticas públicas que promova a expansão da malha (Artigo 1º da Resolução CNPE nº 03/2022), introduz distorções concorrenciais e pode comprometer o desenvolvimento equilibrado de expansão da infraestrutura de transporte de gás natural.</p> <p>Em observância ao princípio de isonomia e não discriminação entre os agentes (§3º do Artigo 3º da Resolução ANP nº 11/2016), entendemos que a adoção de uma tarifa de curta distância não promove condições isonômicas de acesso de possíveis usuários entrantes na rede de transporte, pois facilita favorecimentos indevidos a determinados usuários ou regiões litorânea brasileira.</p> <p>Isso porque, como é de conhecimento desta SIM/ANP, e sendo importante não perder de vista que a rede de transporte é litorânea e busca-se que esta seja mais capilarizada, a existência de tarifas diferenciadas para percursos reduzidos, pode criar um incentivo de restrição à expansão da malha para áreas menos atendidas (i.e., longe dos “centros de carga”), prejudicando a capilaridade da infraestrutura e limitando a competitividade de carregadores que necessitam de acesso a trechos mais longos no sistema. Não podemos deixar de salientar que a eventual redução tarifária para determinados usuários (que eventualmente se utilize de uma distância menor) seria compensada pelo aumento das tarifas para os demais carregadores (que eventualmente se utilize de uma</p>

	<p>distância maior) - violando o princípio de isonomia -, o que pode comprometer a previsibilidade tarifária do sistema de transporte no Brasil.</p> <p>Por todo exposto, considerando (i) a busca pela capilaridade da infraestrutura “periférica” na rede de transporte e (ii) que a isonomia em termos de tarifa paga por cada usuário, a depender da distância utilizada para movimentar o gás, seria violada (iii) e que esses dois pontos podem acarretar a criação de desincentivo à expansão da malha, entendemos que autorizar a utilização de uma tarifação de curta distância contribui negativamente para o desenvolvimento do mercado de gás.</p>
7 (GALP)	<p>Não apresentamos objeção à tarifação de curta distância. No entanto, entendemos que essa tarifa deveria ser implementada apenas em situações específicas como, por exemplo, quando fosse verificada a possibilidade de construção de um duto dedicado. Dessa forma, o preço da tarifa seria o mesmo da construção do duto dedicado quando o fornecimento/transporte ocorresse na ROTA de curta distância. Todavia, caso o ponto de entrega utilizasse outra fonte, deveria pagar a tarifa cheia normal.</p>
8 (GBS)	<p>Considerando que o Brasil é um país de dimensões continentais, a tarifação por curtas distâncias pode onerar significativamente as regiões distantes das principais fontes de gás, favorecendo as regiões produtoras. A TCD (Tarifa de Curta Distância) é extremamente benéfica, pois concede vantagens competitivas às regiões produtoras e aos terminais de GNL, estimulando o consumo, conferindo flexibilidade e evitando investimentos em regiões fora da malha de transporte. A principal preocupação é estabelecer um critério isonômico e justo, que não onere as regiões mais distantes. Esse parâmetro deve ser definido com um limite racional para evitar incrementos excessivos.</p> <p>A sugestão é que a tarifa diferenciada seja aplicada a carregadores localizados até 50 km da fonte de suprimento, com volumes limitados por dia, sendo este volume relevante para as tarifas dos demais carregadores. A limitação do volume tende a ser mais adequada, pois diminui a probabilidade de gerar um impacto significativo nas regiões fora da área beneficiada.</p>
9 (GNLINK)	<p>Considerando que o Brasil é um país de dimensões continentais, a tarifação por curtas distâncias pode onerar significativamente as regiões distantes das principais fontes de gás, favorecendo as regiões produtoras. A TCD (Tarifa de Curta Distância) é extremamente benéfica, pois concede vantagens competitivas às regiões produtoras e aos terminais de GNL, estimulando o consumo, conferindo flexibilidade e evitando investimentos em regiões fora da malha de transporte. A principal preocupação é estabelecer um critério isonômico e justo, que não onere as regiões mais distantes. Esse parâmetro deve ser definido com um limite racional para evitar incrementos excessivos.</p> <p>A sugestão é que a tarifa diferenciada seja aplicada a carregadores localizados até 50 km da fonte de suprimento, com volumes limitados por dia, sendo este volume relevante para as tarifas dos demais carregadores. A limitação do volume tende a ser mais adequada, pois diminui a probabilidade de gerar um impacto significativo nas regiões fora da área beneficiada.</p>
10 (MITSUI)	<p>Deveria ser avaliado em caso de sistemas isolados, como por exemplo interconexões estaduais, onde seja cabível a construção de uma infraestrutura de transporte para conectar dois Estados, por exemplo, de forma isolada do sistema de transporte integrado.</p>
11 (MTX)	<p>Deveria, mas apenas quando fosse verificado a possibilidade de construção de um duto dedicado, e para o uso deste trecho.</p>
13 (PETRORECONCAVO)	<p>A ANP deve autorizar as tarifas de curta distância. segue alguns dos exemplos que essas tarifas devem ser utilizadas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Trechos de Baixa Utilização e Alta Capacidade Disponível – Quando há capacidade ociosa no sistema, a tarifação diferenciada pode incentivar o uso eficiente da infraestrutura. • Atendimento a Mercados Locais e Novos Entrantes – Pode favorecer a competitividade regional e estimular o desenvolvimento de novos mercados consumidores de gás. • Conexão a Infraestruturas Estratégicas – Como terminais de regaseificação, unidades de processamento ou indústrias de grande porte, promovendo a integração do setor. <p>Modelagem Recomendada para o Short Haul:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tarifa Proporcional à Distância e ao Volume Transportado – Garantindo que o custo do serviço esteja alinhado ao uso efetivo da infraestrutura. - Mecanismo de Short Haul com Descontos Diferenciados – Aplicação de tarifas reduzidas para trajetos curtos, desde que haja justificativa econômica e operacional. - Mecanismos de Compensação Tarifária – Para mitigar impactos na tarifa dos demais carregadores, pode-se adotar um ajuste na distribuição dos custos entre os usuários do sistema. - Critérios Transparentes e Regulação Estruturada – A definição de tarifas de curta distância deve seguir regras claras para evitar distorções e garantir equilíbrio no sistema de transporte.
15 (YARA)	<p>Entendemos que este modelo de tarifação diferenciada para percursos curtos pode viabilizar projetos industriais ou térmicos próximos a pontos de suprimento; estimular a conexão de novas fontes de produção de gás, como biogás, biometano ou gás natural; incentivar o desenvolvimento</p>

	<p>de mercados locais e novos agentes consumidores ou supridores; promover redução de barreiras de entrada e ganho de eficiência logística no sistema.</p> <p>No entanto, deve ser estruturada para evitar distorções tarifárias ou subsídios cruzados entre os diferentes tipos de usuários. Assim critérios bem definidos devem ser utilizados para sua concessão com análise de impacto tarifário prévio a concessão e totalmente vedada para contratos que impliquem uso relevante de trechos da rede compartilhada.</p>
16 (ARM)	<ul style="list-style-type: none"> • A metodologia da distância ponderada pela capacidade (CWD) consiste na alocação de custos para cada ponto de entrada ou saída considerando a distância entre cada um desses pontos, bem como a expectativa de reserva de capacidade em cada um desses locais, de forma que cada ponto é responsável por recuperar uma parcela da receita de acordo com o custo alocado. No processo de revisão da TBG, a ANP considerou apropriado estabelecer uma transição gradual do modelo de tarifação postal praticado antes da reforma do setor e ficou estabelecida uma aplicação progressiva do componente CWD no cálculo tarifário iniciando-se em 20% para o ano de 2020 chegando até 50% para o ano de 2024. Essa metodologia de transição foi utilizada na UE. • No caso da NTS e da TAG, foi aplicado um percentual de 20% para NTS e 10% para a TAG sem previsão de progressão, o que representa uma falta de harmonização regulatória. A aplicação reduzida do componente CWD na tarifa limita o efeito da distância no custo do serviço, ficando uma parcela relevante dos custos da concessionária alocados sem nenhum tipo de sinalização relativa à distância entre os pontos de entrada e saída. Como possível efeito da adoção deste critério, é o de estimular a conexão de novos projetos diretamente a novas entradas de gás. • No entanto, esse tema deveria ser analisado de forma mais detalhada com análises de diferentes cenários e seus impactos. As elevadas tarifas decorrentes dos contratos legados levaram a uma ineficiência do transporte e a busca pelo mercado de soluções mais baratas. Foi o caso da UTE Marlim Azul, que se conectou diretamente a UPGN. As regras do setor elétrico favorecem a competição por menor custo fixo e maior custo variável, o que vem condicionando a contratação de novos projetos e poderá determinar a recontração das UTEs antigas no leilão de reserva de capacidade 2025. • O leilão de capacidade que será realizado esse ano e que possivelmente irá recontratar térmicas a gás, muitas delas na malha sudeste, que atualmente contribuem em condições isonômicas a outros consumidores e no caso de passarem a pagar, em alguns casos, uma tarifa de curta distância poderá provocar o aumento dos demais consumidores. Esse tema demanda uma análise mais pormenorizada da ANP. • Se observa em alguns países a prática de descontos que atendam condições: i. não sejam discriminatórios: devem estar disponíveis para qualquer cliente em condições semelhantes, ii. não comprometam a recuperação de custos essenciais: a tarifa com desconto deve cobrir o custo incremental desse novo atendimento; iii. os descontos não inviabilizem economicamente o gasoduto, iv. não criem subsídios cruzados: um grupo de consumidores não pode ser prejudicado para compensar descontos oferecidos a outro grupo. • A criação de uma tarifa de curta distância desafia a lógica de não gerar compensações por outros usuários. Seria necessário tratamento do tema para um estudo específico da ANP, com maior aprofundamento e discussão pública específica.
18 (QUANTUM)	<p>Em primeiro lugar, a adoção de tarifas de E/S utilizando adequadamente a metodologia CWD reduziria ou eliminaria a necessidade de implantação de tarifas de curta distância, pois o sinal econômico sobre o custo pela utilização da infraestrutura já estaria incorporado na tarifa. Se a ANP mantiver os critérios tarifários atuais, a TCD poderia ser um mecanismo regulatório válido para incorporar ou manter usuários na malha integrada de transporte.</p> <p>Em quais situações específicas?</p> <p>Em caso da manutenção do modelo com predominância na tarifa de componentes postais sobre os de distância (CWD), poderia ser necessária a aplicação de tarifas de curta distância apenas para casos específicos, nos quais possa ser demonstrada a conveniência econômica de optar pela realização do investimento fora da malha de transporte.</p> <p>Dado que a definição de uma tarifação de curta distância tem impacto na tarifa paga pelos demais carregadores, qual deveria ser a modelagem desse tipo de tarifação?</p> <p>A TCD deve contribuir positivamente para a modicidade tarifária dos restantes pontos de entrada e saída. A implementação da TCD deve gerar um benefício econômico (redução de tarifa) para os demais carregadores, se comparado com o cenário sem os investimentos, custos e a demanda dos carregadores com a TCD.</p>
19 (VEIRANO)	<p>Esse tema exige uma análise mais aprofundada em apartado, considerando diferentes cenários e seus impactos. As altas tarifas dos contratos legados levaram à busca por alternativas mais econômicas, com fuga de usinas termoeletricas do sistema de transporte e soluções isoladas da malha integrada - decisão puramente econômica, que levou em consideração a alternativa mais viável.</p>

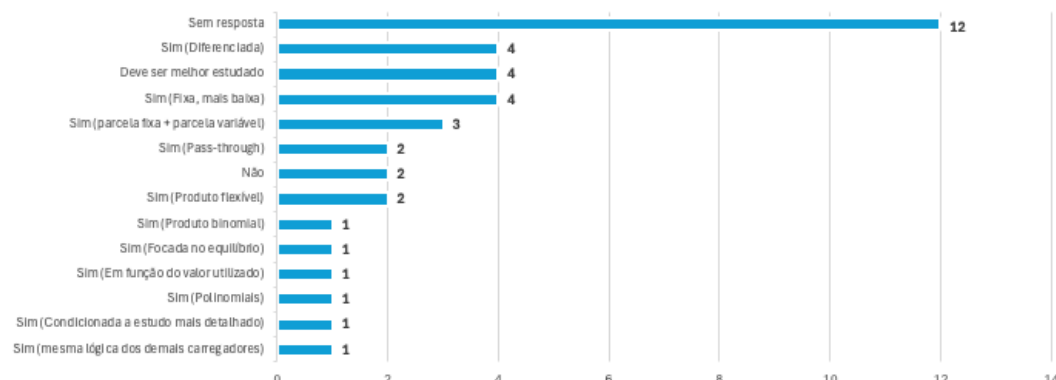
21 (COMGÁS)	<p>Na atual conjuntura, não consideramos adequada a adoção de uma tarifação específica para curtas distâncias. O modelo de tarifação baseado em entrada e saída já proporciona flexibilidade na alocação de custos e garante previsibilidade para os usuários do sistema. A implementação de uma tarifação de curta distância pode gerar distorções no mercado e impactar a tarifa paga pelos demais carregadores, prejudicando a competitividade e a eficiência do sistema de transporte.</p> <p>A introdução de uma tarifação diferenciada para curtas distâncias poderia gerar impactos sobre os demais carregadores, criando distorções na arrecadação da Receita Máxima Permitida (RMP) e potencialmente aumentando os custos para outros usuários da malha de transporte.</p> <p>Dessa forma, entendemos que a ANP deve manter o modelo atual de tarifação de entrada e saída, assegurando equilíbrio econômico-financeiro e modicidade tarifária para todos os agentes do mercado.</p> <p>Por hipótese, caso a ANP considere a adoção de uma tarifação de curta distância em situações excepcionais, como projetos estratégicos de escoamento de novas fontes de suprimento ou para otimizar a utilização de trechos específicos da malha, a modelagem dessa tarifa deveria garantir:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Neutralidade econômica – evitando impactos desproporcionais na tarifa dos demais carregadores. 2. Critérios objetivos de aplicação – limitando sua incidência a casos que tragam benefícios claros para o sistema como um todo. 3. Compatibilidade com a modicidade tarifária – assegurando que não haja repasse excessivo de custos para os consumidores finais. 4. Consulta pública e análise de impacto regulatório – garantindo transparência e ampla participação dos agentes envolvidos.
22 (CIGÁS)	<p>É necessário compreender as razões da admissibilidade de tarifas de curta distância e a eventual distorção frente aos demais usuários. A criação de uma tarifa de curta distância desafia a lógica de não gerar compensações por outros usuários. Seria necessário tratamento do tema para um estudo específico da ANP, com maior aprofundamento e discussão pública específica, distinta deste momento da RTO.</p>
23 (SULGÁS)	<p>Não é recomendada a utilização de uma tarifação de curta distância, pois ela concede um sinal econômico distorcido, na medida em que pode criar clusters de carregadores concentrados na circunvizinhança de dutos, em vez de incentivar a expansão do sistema integrado. Atualmente, um dos maiores gargalos da malha de dutos brasileira é a sua concentração em poucas regiões e, com o acréscimo de uma tarifação para as curtas distâncias, haverá menos incentivo para a expansão e interiorização da malha.</p>
24 (SEDE/MG)	<p>A tarifação para curtas distâncias pode ser autorizada, pois é uma prática que torna o mercado local mais competitivo ao diversificar fornecedores e consumidores. Além disso, essa tarifação pode incentivar a criação de hubs de comércio de gás, reduzindo riscos de mercado, custos e contribuindo para a estabilidade do sistema.</p>
26 (ABEGÁS)	<p>É necessário compreender as razões da admissibilidade de tarifas de curta distância e a eventual distorção frente aos demais usuários. A criação de uma tarifa de curta distância desafia a lógica de não gerar compensações por outros usuários. Seria necessário tratamento do tema para um estudo específico da ANP, com maior aprofundamento e discussão pública específica, distinta deste momento da RTO.</p>
27 (ABRACE)	<p>A tarifação de curta distância tem como objetivo incentivar a otimização do uso do sistema de transporte, proporcionando custos mais baixos para aqueles pontos de consumo que estão localizados próximos da oferta e que, portanto, utilizam uma parte reduzida do sistema de transporte. Esse tipo de tarifação é normalmente utilizado para evitar o by-pass no transporte, o que poderia prejudicar a viabilidade do sistema e o desenvolvimento de um mercado líquido de gás em âmbito nacional.</p> <p>Na Europa, o código comum de rede, prevê a aplicação de tarifas de curta distância (Conditional NTS Capacity Charge Discounts), a partir de alguns critérios de elegibilidade, dentre os quais: i) proximidade geográfica: os pontos de entrada e saída devem estar próximos, de modo que a construção de um gasoduto independente seja uma opção viável (no caso britânico foi definido que o ponto de saída deve estar, em linha reta, até 28km de distância do ponto de entrada); e ii) rota específica para a qual o desconto será aplicado, garantindo que o gás percorra a curta distância especificada: o usuário precisa definir e ter aprovada pelo regulador a rota escolhida. O carregador interessado deve optar pela tarifa de curta distância, cujo desconto pode variar de 10%-90%, a depender da distância ao ponto de oferta.</p> <p>Ademais, os descontos condicionais de curta distância somente são aplicados à tarifa firme e não são aplicados a pontos que conectam instalações de estocagem.</p> <p>Neste sentido, com o nível de informação atual do sistema de transporte não é possível ao mercado avaliar os impactos (custo-benefício) da aplicação das tarifas de curta distância, tampouco mensurar o risco de evasão do sistema de transporte. Tampouco são divulgados detalhes sobre casos concretos onde haveria possibilidade de by-pass. Sendo assim, seria desejável que a ANP</p>

	promovesse uma discussão mais detalhada, a partir de estudos e simulações da alocação de capacidade realizados pelas transportadoras e publicizados ao mercado, de modo a permitir análises da aplicabilidade deste tipo de tarifação, antes de incorporá-la na metodologia tarifária.
28 (ABRAGET)	A tarifação de curta distância deve ser utilizada somente para usuários com possibilidade real de se desconectar e bypassar a malha de transporte. Independentemente da distância do supridor – consumidor, o modelo de entrada e saída é, conceitualmente, um grande contrato de opção, que permite a cada usuário negociar suas moléculas de gás com qualquer outro agente do sistema. Portanto, independentemente da distância, idealmente todos deveriam pagar pelo sistema como um todo.
30 (ATGÁS)	Não. A utilização de tarifas padronizadas de curta distância, ou short-hall, não traz benefícios sistêmicos ao mercado de gás natural, conforme relatório já apresentado pela ATGás à ANP em 2022. No qual foi realizada uma análise do modelo aplicado no Reino Unido com base nas características das redes de transporte de gás no país e nosso mercado. O resultado do estudo mostrou que o modelo aplicado no Reino Unido não é aderente à nossa realidade, tendo em vista que seus efeitos de uma tarifa diferenciado de curta distância seriam semelhantes àqueles gerados pelo bypass no que tange ao aumento tarifário para os demais carregadores. Entretanto, eventuais excepcionalidades que tragam benefícios comprovados a todos os usuários do sistema poderão ser analisados pela ANP individualmente.
31 (CDU)	Entendemos que o tema precisa ser estudado com profundidade tendo em vista a elevada complexidade e relevância do assunto, o que justificaria a adoção de um processo de consulta pública apartado, sobretudo em função dos impactos nas tarifas. De todo o modo, importante destacar que há o risco de uma vez implementada essa solução, outros mercados também reivindicuem o mesmo direito de pleito e isso pode configurar desafios adicionais a todo o modelo de transporte como: (i) conectar todas as fontes de suprimento e (ii) prover segurança de suprimento e abastecimento. Independentemente da distância do supridor – consumidor, o modelo de entrada e saída é, conceitualmente, um grande contrato de opção, que permite a cada usuário negociar suas moléculas de gás com qualquer outro agente do sistema. Portanto, independentemente da distância, idealmente todos deveriam pagar pelo sistema como um todo.
32 (FIESP)	Sim, a ANP deveria permitir a tarifa de curta distância. Essa tarifa deve ser concedida especificamente de um ponto de entrada para um consumidor final, com distância máxima fixada. A definição da tarifa precisa avaliar o custo de oportunidade, para que seja mais vantajoso utilizar o gasoduto de transporte do que construir uma infraestrutura dedicada. Desta forma a tarifa pode ser menor, por utilizar relativamente pouco o gasoduto, mas ainda assim contribui para a modicidade tarifária, pois essa cobrança gera receita e reduz o montante a ser pago pelos demais carregadores. Entretanto, ANP deve avaliar também o carregamento do trecho a ser utilizado, pois, se houver necessidade de reforços na rede, pode ter repercussão tarifária.
35 (IBP)	O IBP não é contra a tarifação de curta distância. Porém, entendemos que o tema precisa ser estudado com profundidade tendo em vista a elevada complexidade e relevância do assunto, o que justificaria a adoção de um processo de consulta pública apartado, sobretudo em função dos impactos nas tarifas. Importante destacar que uma vez implementada essa solução, outros mercados também poderão ter o mesmo direito de pleito e isso pode configurar desafios a todo o modelo de transporte como: (i) conectar todas as fontes de suprimento e (ii) prover segurança de suprimento e abastecimento. Independentemente da distância do supridor – consumidor, o modelo de entrada e saída é, conceitualmente, um grande contrato de opção, que permite a cada usuário negociar suas moléculas de gás com qualquer outro agente do sistema. Portanto, independentemente da distância, idealmente todos deveriam pagar pelo sistema como um todo. Assim, a tarifação de curta distância pode fazer sentido em casos específicos, uma vez que haveria benefícios sistêmicos e, ao mesmo tempo, evitar a oneração das tarifas para os demais carregadores da malha de transporte.
36 (MBC)	Não, pois isso criaria distorções de preço para estados mais distantes dos centros de produção.
37 (NTS)	Não. A utilização de tarifas padronizadas de curta distância, ou short-hall, não traz benefícios sistêmicos ao mercado de gás natural, conforme relatório já apresentado pela ATGás à ANP em 2022. No qual foi realizada uma análise do modelo aplicado no Reino Unido com base nas características das redes de transporte de gás no país e nosso mercado. O resultado do estudo mostrou que o modelo aplicado no Reino Unido não é aderente à nossa realidade, tendo em vista que seus efeitos de uma tarifa diferenciado de curta distância seriam semelhantes àqueles gerados pelo by pass no que tange ao aumento tarifário para os demais carregadores. Entretanto, eventuais excepcionalidades que tragam benefícios comprovados a todos os usuários do sistema poderão ser analisados pela ANP individualmente.

	Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.
38 (TBG)	Ver contribuição Atgás.
39 (TAG)	Não. A utilização de tarifas padronizadas de curta distância, ou short-hall, não traz benefícios sistêmicos ao mercado de gás natural, conforme relatório já apresentado pela ATGás à ANP em 2022. No qual foi realizada uma análise do modelo aplicado no Reino Unido com base nas características das redes de transporte de gás no país e nosso mercado. O resultado do estudo mostrou que o modelo aplicado no Reino Unido não é aderente à nossa realidade, tendo em vista que seus efeitos de uma tarifa diferenciado de curta distância seriam semelhantes àqueles gerados pelo by pass no que tange ao aumento tarifário para os demais carregadores. Entretanto, eventuais excepcionalidades que tragam benefícios comprovados a todos os usuários do sistema poderão ser analisados pela ANP individualmente.

Questão 15

Dado que a definição de uma tarifação diferenciada para as usinas termelétricas conectadas às redes de transporte de gás natural tem impacto na tarifa paga pelos demais carregadores, se adotada pela ANP, qual deveria ser a metodologia desse tipo de tarifação?



ID	Resposta
1 (BRAVA)	<p>A característica flexível das termelétricas a serem contratadas em leilões de reserva de capacidade exige tarifas que polinomiais, com elementos de pagamentos firmes para cobrir custos operacionais do transporte e termo flexível, conforme remuneração das termelétricas. Este mesmo perfil de demanda não é único das termelétricas, e pode ser aplicável a outros consumidores que busquem contratação em condições semelhantes, o que deveria ser garantido pela não-discriminação de acesso.</p> <p>Além disso, cabe destacar que a segregação de tarifas por segmento econômico é prática adotada por distribuidoras de gás canalizado, que visam incentivar o desenvolvimento de segmentos, sempre em detrimento de setores que não recebam incentivos. Neste contexto, cabe ressaltar que o processo para definir incentivos a determinado setor econômico é objeto de revisões tarifárias transparentes, cujos critérios são públicos e objetos de consultas públicas.</p>
2 (COMMIT)	<p>A criação de uma tarifação diferenciada para térmicas pode ser considerada, tendo em vista os benefícios globais de trazer novos volumes para o sistema. No caso da distribuição, essa diferenciação entre os segmentos de usuários é feita por meio da estrutura tarifária, que considera inúmeros princípios regulatórios, tais como: eficiência econômica, correta alocação de custos, capacidade de pagamento dos usuários, perfil da demanda, volumes consumidos, etc. Essa tarifação diferenciada para usinas termelétricas deve, assim, ser construída considerando as melhores práticas regulatórias, assim como minimizando impactos para os demais usuários do sistema.</p> <p>Atualmente, há uma redução (potencial) de volume do segmento termelétrico na malha integrada, principalmente em virtude das elevadas tarifas praticadas pelo transporte – fruto dos contratos legados. Essa redução de volumes acaba por impactar negativamente os demais usuários do sistema. Logo, é preciso haver um equilíbrio entre os princípios regulatórios para formação de tarifas, a fim de não prejudicar (ainda mais) a competitividade do setor.</p>

<p>3 (CSN)</p>	<p>Identificamos a necessidade de adequar a contratação de capacidade de gasodutos ao perfil da demanda termelétrica 100% flexível, característica do leilão de reserva previsto para o fim do primeiro semestre.</p> <p>Sugerimos analisar a viabilidade técnica e regulatória de criar uma tarifa diferenciada para termelétricas, dividida entre parcela fixa (valor reduzido para a reserva de capacidade, com desconto em relação à tarifa de referência) e parcela variável (diferença entre o desconto concedido e a tarifa de referência para remunerar a capacidade reservada quando utilizada).</p> <p>Propomos também a criação de uma conta gráfica apartada para o setor termelétrico, dividindo a receita fixa a ser recuperada entre o segmento térmico e os demais segmentos. A recuperação da receita pelo segmento térmico seria via parcela fixa e variável; a receita não recuperada ou adicional seria rateada dentro do setor, com base na capacidade térmica contratada (flexível e inflexível), seguindo também a proposta da questão 9.</p> <p>Esta proposta requer uma análise de impacto regulatório e técnico.</p>
<p>5 (ENEVA)</p>	<p>A nossa proposta é a definição e oferta de um produto flexível de médio/longo prazo para ofertar a essas usinas, com um componente fixo (reduzido) e outro variável, a ser cobrado apenas no despacho das usinas, e com isso buscar mitigar a perda de receita esperada pelo Sistema de Transporte de Gás Nacional. Sem este avanço, as transportadoras incentivam o surgimento de “ilhas-térmicas”.</p> <p>Em maiores detalhes, existe uma preocupação com a descontração de térmicas prevista para os próximos anos, que representam um volume relevante e traz o risco do bypass no transporte. A saída dessas usinas da base de clientes do sistema de transporte é prejudicial ao equilíbrio do sistema, onde a transportadora é remunerada pela infraestrutura por uma receita permitida, que é distribuída aos carregadores, de forma a refletir a recuperação da RMP pelo transportador. Consequentemente, se o número de carregadores cair, o valor a ser pago pelos demais usuários da rede, via tarifa, aumenta.</p> <p>Um outro ponto que requer atenção diz respeito ao alinhamento de requisitos operacionais das termelétricas e transportadores de gás natural. A dinâmica de programação e reprogramação das transportadoras não condiz com a dinâmica operativa imposta pelo ONS. Entre as modalidades de prestação de serviço de transporte atualmente ofertadas pelos Transportadores, a que se enquadra melhor às necessidades (e possibilidades) das termelétricas, por apresentar maior nível de flexibilidade, combinada ao caráter firme da prestação de serviço, é o produto firme de curto prazo diário.</p> <p>O produto diário exige que os carregadores contratem o serviço de transporte com um dia útil de antecedência em relação ao dia da prestação do serviço, até às 12h (D-1 dia útil até às 12h). Em contrapartida, o Submódulo 4.5. do Procedimento de Rede do ONS (p. 8) determina que a disponibilização da programação diária da operação (PDO) aos agentes e às salas de controle de operação aconteça até às 21h do dia anterior ao dia da geração de energia elétrica pelo agente gerador (D-1 até às 21h). Em adicional, além da programação do NOS no D-1 até às 21h, o Operador Nacional do Sistema Elétrico emite uma comunicação às usinas termelétricas até às 12h do dia D (D até 12h), confirmando, cancelando ou ajustando a programação do dia anterior. Isso evidencia um claro descasamento dos prazos praticados pela transportadora e dos prazos requeridos pelo setor elétrico nacional. Este fato é especialmente relevante quando contrastado à demanda do setor elétrico por gás natural, que em 2021, por exemplo, quando o país também requereu alto despacho termelétrico, atingiu 45,7% do consumo nacional (MME, 2023) – naquele ano.</p> <p>Nesse contexto, portanto, um gerador termelétrico conectado à malha de transporte se vê impossibilitado de atender, de maneira concomitante, as regras dos setores elétrico e de gás natural – o que, em um país que depende da geração termelétrica para garantir o suprimento nacional, urge ser corrigido.</p> <p>Por fim, nossa sugestão de contribuição é um cenário que há uma mitigação da perda de receita esperada sistêmica, de modo que garanta a permanência dos grandes usuários no uso sistema (térmicas), sem onerar os demais carregadores da rede.</p>
<p>7 (GALP)</p>	<p>Entendemos que as usinas térmicas (“UTES”) deveriam pagar uma tarifa fixa mais baixa e uma variável mais alta, de forma a compensar as diferenças para as tarifas normais. Ademais, é importante também verificar o perfil contratual e sazonal de consumo, com atenção especial a sua flexibilidade operativa, que podem ter impactos relevantes sobre a utilização/ociosidade da malha de transporte.</p> <p>Julgamos que seria oportuno e enriquecedor para o debate que houvesse uma discussão sobre o tema junto a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para que seja realizada de forma mais efetiva uma estruturação tarifária e contratual que reflita melhor as especificidades que as UTES necessitam, principalmente visando a segurança energética do país.</p> <p>Destacamos também o espaço para aprimoramento contratual e regulatório nos Termos de Compromisso firmados entre transportadores e potenciais competidores para participação em</p>

	<p>Leilões Regulados de Energia Elétrica. Dessa forma, entendemos que a atual redação impõe aos futuros empreendedores uma parcela significativa de riscos aos quais eles possuem total ingerência e que certamente influencia na tomada de decisão, tendendo a encarecer os resultados finais do certame, dada as elevadas incertezas quanto a estrutura tarifária.</p> <p>Enfatizamos também a necessidade de compatibilização na programação do despacho realizado Operador Nacional do Sistema (ONS) e a nomeação realizada à transportadora, atualmente há uma incompatibilidade de horários entre os procedimentos que poderá ensejar diversos problemas práticos de operação, e que no pior cenário ocasionará penalidades evitáveis.</p>
10 (MITSUI)	<p>Poderia existir um nível de tarifa para esses tipos de carregadores (usinas termelétricas) com a mesma lógica definida para os demais carregadores, porém, eventualmente, em nível diferente do atual. Seja qual for o nível dessa tarifa, assim com os demais carregadores essa receita deve contribuir para a composição da RMP e os encargos de capacidade devem ser aplicados independente do regime de despacho.</p>
11 (MTX)	<p>As usinas termelétricas conectadas às redes de transporte de gás natural deveriam pagar uma tarifa fixa mais baixa e uma tarifa variável mais alta, de forma a compensar as diferenças para as tarifas normais, considerando a lógica de contratação delas, com caráter sazonal de consumo.</p>
13 (PETRORECONCAVO)	<p>A metodologia para a tarifação diferenciada das usinas termelétricas conectadas às redes de transporte de gás natural deveria ser construída de maneira a considerar tanto os custos específicos do transporte de gás quanto os impactos sobre os demais carregadores do sistema.</p>
14 (SHELL)	<p>Com a expansão das fontes renováveis e intermitentes (como solar e eólica), flexibilidade operativa será um atributo essencial ao setor elétrico e usinas termoeletrica que utilizam gás natural e de rápida "despachabilidade" são opções adequadas para garantir atendimento à demanda e segurança elétrica e energética.</p> <p>Por outro lado, o atual momento da cadeia de valor do gás natural traz desafios e complexidades que ainda devem ser superados para garantir a flexibilidade almejada pelo ONS.</p> <p>Cada vez mais, é necessária a consideração das características físicas da infraestrutura do gás no planejamento e operação do setor elétrico. Tal fato é ainda mais relevante ao considerar que a infraestrutura do gás não conta com sistemas de armazenamentos robustos para otimizar sua utilização frente a potenciais oscilações de despacho das usinas.</p> <p>Na visão da Shell, se torna cada vez mais necessário uma visão integrada entre os setores de gás natural e energia elétrica.</p> <p>A título de exemplificação e em um contexto geral, com relação à nomeação do gás natural, os agentes termoeletricos devem informar aos agentes transportadores de gás, todos os dias, até as 15hs, o volume de gás necessário ao atendimento da inflexibilidade declarada.</p> <p>Já com relação ao setor termoeletrico, até as 16hs, é publicado o despacho horário dos modelos computacionais de todas as usinas e, até às 21hs, temos a publicação oficial do ONS do planejamento horário de despacho.</p> <p>Percebe-se que, naturalmente, já existe um descasamento entre os mercados de gás natural e setor elétrico.</p> <p>O momento é propício para estruturar uma discussão com a sociedade sobre esse contexto. No próximo dia 27 de junho de 2025 é esperada a realização do Leilão de Reserva de Capacidade 2025 – LRCAP 2025 e, até o momento, já existem mais de 61 GW de projetos termoeletricos a gás natural, novos ou existentes, cadastrados.</p> <p>Ainda que nem todos os projetos sejam habilitados, que nem todas as usinas estejam conectadas à malha de transporte e que a demanda do leilão seja inferior – provavelmente entre 10 a 15 GW – e segregada entre hídrica e biocombustíveis, o cenário atual demonstra que uma quantidade relevante de térmicas entrando e/ou permanecendo no sistema.</p> <p>Nesse contexto, uma harmonização das regulamentações do setor elétrico, ao realizar o despacho das usinas, e do setor de gás natural, tanto na nomeação do gás quanto na respectiva tarifa associada, deve ser avaliada.</p> <p>Do ponto de vista da tarifa em si, uma componente fixa mais baixa e uma componente variável mais alta parece ser adequado, porém, diante da complexidade do tema como um todo, a Shell sugere a abertura de uma consulta pública específica para tratar da tarifação e da harmonização das regulamentações.</p>
15 (YARA)	<p>Como consumidor industrial, reconhecemos que as usinas termelétricas (UTES) possuem características operacionais distintas, como alta flexibilidade, perfil sazonal e despacho sujeito ao ONS. Entretanto, a adoção de uma tarifação diferenciada para esse segmento deve ser cuidadosamente analisada para evitar impactos tarifários adversos sobre os demais usuários da malha de transporte.</p> <p>Dado que os consumidores industriais não possuem os mesmos mecanismos de repasse tarifário que os agentes do setor elétrico, qualquer tratamento diferenciado deve preservar a isonomia e não onerar os consumidores que contratam firmeza contínua com planejamento próprio. A eventual desoneração de um grupo não pode implicar em aumento para outros.</p>

	Reforçamos, portanto, que a definição de uma metodologia diferenciada deve ser feita apenas após ampla consulta técnica e regulatória, com base em modelagens de uso real da malha, alinhada à ANEEL e ONS, e integrando os efeitos sistêmicos ao planejamento energético nacional.
16 (ARM)	<ul style="list-style-type: none"> • Cabe destacar que, embora esteja sendo tratado nessa consulta exclusivamente as tarifas de transporte, que a movimentação do gás até os consumidores finais está sujeita também à regulação dos Estados e que já existem discussões sobre a criação de modalidades de serviço de distribuição diferenciadas para termelétricas. • O desenho das tarifas (fixo e variável) deve considerar a capacidade disponível no duto para as UTEs. Caso a reconstrução das UTEs, em razão da atual intermitência do sistema, venha a ocorrer em prazos inferiores a um ano, os atuais multiplicadores deveriam ser reavaliados futuramente. • Caberia à ANP realizar estudos mais aprofundados visando obter uma solução que desonere os demais carregadores do sistema de transporte, no limite da contribuição das receitas oriundas das térmicas. Para tanto, se faz importante conhecer o teor dos contratos legados.
19 (VEIRANO)	De início, solicitamos favor esclarecer o desenho da proposta para tarifação diferenciada para usinas termelétricas, uma vez que o tema não é desenvolvido na Nota Técnica nº 1/2025. Adicionalmente, é importante que qualquer proposta voltada à atração de térmicas para a malha de transporte seja avaliada sob a ótica dos benefícios à coletividade, evitando a criação de subsídios que distorçam a competitividade do setor.
20 (ZENEGAS)	A ressalva é que constitucionalmente a conexão de qualquer usuário de gás canalizado deve ser realizado pela distribuidora local. A tarifa de transporte nos casos de termelétricas deveriam ter uma redução de valor em função do volume utilizado, levando em conta os próprios custos dos gasodutos que tem seus valores de implantação reduzidos/ por volume transportado à medida que aumentam seu diâmetro. Gasodutos dobram sua capacidade com o aumento de poucas polegadas e às vezes com acréscimo de custos de apenas 20%. Verificada a razoabilidade é importante assegurar a modicidade tarifária ao conjunto de usuários, a transparência e a competitividade.
21 (COMGÁS)	<p>Pedimos que seja esclarecido o modelo proposto para a tarifação diferenciada destinada às usinas termelétricas, já que essa questão não foi abordada de forma detalhada na Nota Técnica nº 1/2025 apresentada pela ANP.</p> <p>É importante lembrar que a distribuição de gás até os consumidores finais é de competência estadual, e já existem discussões nos estados sobre a implementação de modalidades de serviço de distribuição diferenciadas para termelétricas. Tais iniciativas poderiam contribuir para a diminuição dos custos de reserva de capacidade por parte das distribuidoras.</p> <p>Além disso, qualquer proposta que vise atrair termelétricas para a malha de transporte deve ser cuidadosamente avaliada quanto aos seus benefícios para a sociedade, evitando a criação de subsídios que possam prejudicar a competitividade do setor. É também essencial realizar uma análise dos direitos já estabelecidos e das possibilidades reais de sucesso na atração de projetos existentes, assegurando que tais medidas sejam efetivas e estejam alinhadas com os princípios de regulação e eficiência de mercado.</p> <p>A metodologia de tarifação deve seguir os princípios da isonomia e da recuperação de custos, garantindo que cada usuário pague proporcionalmente pelo serviço de transporte utilizado, sem gerar distorções na estrutura tarifária do sistema.</p> <p>Dessa forma, igualmente à contribuição à pergunta anterior, caso a ANP avance com essa proposta, a modelagem da tarifação diferenciada deveria considerar:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Critérios objetivos e transparentes – Definição clara das condições para aplicação da tarifa diferenciada, incluindo requisitos técnicos e contratuais. 2. Compatibilidade com o equilíbrio econômico-financeiro da malha – Assegurar que a arrecadação da Receita Máxima Permitida (RMP) seja preservada, evitando impactos desproporcionais para os demais carregadores. 3. Cooperação com os entes estaduais – Garantir que as regras federais não interfiram nos modelos de distribuição de gás em desenvolvimento nos estados. 4. Avaliação de impacto regulatório – Analisar os efeitos da medida sobre a competitividade e a eficiência do mercado de gás natural. <p>Assim, reforçamos a necessidade de um maior detalhamento da proposta apresentada na Nota Técnica nº 1/2025 da ANP e a realização de consultas públicas para garantir que eventuais mudanças sejam amplamente debatidas e alinhadas com os interesses do setor e da sociedade.</p>
22 (CIGÁS)	Em princípio, cabe considerar que a movimentação de gás por gasodutos até o usuário final cabe às distribuidoras de gás canalizado, conforme competência constitucional delegada aos estados. Considerando que adicionalmente ao pagamento de tarifas de distribuição, qualquer tarifa para as usinas termelétricas conectadas à malha de transporte deveria continuar pagando pelas tarifas dos contratos legados e a nova tarifa calculada na justa remuneração de tais gasodutos, muitos destes projetados para o atendimento dessas usinas. No entanto, considerando a importância de tais volumes aos sistemas de redes de gasodutos, a ANP deveria realizar estudos mais

	<p>aprofundados visando obter uma solução que desonere os demais carregadores do sistema de transporte, no limite da contribuição das receitas oriundas das térmicas. Ou seja, as tarifas poderiam ser ajustadas para refletir os custos evitados e manter esse cliente no sistema de transporte existente.</p> <p>Ademais, é crucial que qualquer iniciativa para incentivar a integração de usinas térmicas à rede de transporte seja cuidadosamente avaliada considerando os benefícios para a sociedade como um todo, evitando a implementação de subsídios que possam comprometer a competitividade do setor.</p>
23 (SULGÁS)	<p>O tema da contratação de termelétricas a gás natural e/ou biometano deve ser analisado à luz dos seus impactos no serviço público de distribuição de gás canalizado. Com efeito, tal segmento de usuários (termelétricos) representa parcela expressiva no portfólio das CDLs.</p> <p>Ademais, trata-se de um segmento de suma importância para a segurança eletroenergética nacional, diante do papel desempenhado pelas térmicas de oferta de potência ao Sistema Interligado Nacional (SIN), vide a realização do Leilão de Reserva de Capacidade, prevista para meados deste ano.</p> <p>Nesse sentido, essa tarifação diferenciada para usinas termelétricas deve ser construída considerando as melhores práticas regulatórias, assim como minimizando impactos para os demais usuários do sistema.</p>
24 (SEDE/MG)	<p>Para garantir estabilidade contratual e evitar alterações não previstas nos leilões já realizados, recomenda-se a manutenção das metodologias vigentes para contratos de suprimento de energia de longo prazo.</p> <p>A adoção de uma tarifação diferenciada para usinas termelétricas conectadas às redes de transporte de gás natural pode impactar diretamente as tarifas dos demais carregadores, gerando distorções no equilíbrio do mercado.</p> <p>Dessa forma, deve-se manter a metodologia vigente, assegurando previsibilidade e estabilidade regulatória para todos os agentes envolvidos. Qualquer eventual mudança deve ser precedida por uma avaliação técnica criteriosa, considerando os impactos no setor e nas tarifas, sempre com base em princípios de transparência, previsibilidade e equilíbrio.</p>
26 (ABEGÁS)	<p>Em princípio, cabe considerar que a movimentação de gás por gasodutos até o usuário final cabe às distribuidoras de gás canalizado, conforme competência constitucional delegada aos estados. Considerando que adicionalmente ao pagamento de tarifas de distribuição, qualquer tarifa para as usinas termelétricas conectadas à malha de transporte deveria continuar pagando pelas tarifas dos contratos legados e a nova tarifa calculada na justa remuneração de tais gasodutos, muitos destes projetados para o atendimento dessas usinas. No entanto, considerando a importância de tais volumes aos sistemas de redes de gasodutos, a ANP deveria realizar estudos mais aprofundados visando obter uma solução que desonere os demais carregadores do sistema de transporte, no limite da contribuição das receitas oriundas das térmicas. Ou seja, as tarifas poderiam ser ajustadas para refletir os custos evitados e manter esse cliente no sistema de transporte existente.</p> <p>Ademais, é crucial que qualquer iniciativa para incentivar a integração de usinas térmicas à rede de transporte seja cuidadosamente avaliada considerando os benefícios para a sociedade como um todo, evitando a implementação de subsídios que possam comprometer a competitividade do setor.</p>
27 (ABRACE)	<p>Entendemos que a metodologia para a definição de tarifa diferenciada para usinas termelétricas poderia prever custos fixos menores relacionados à reserva de capacidade atrelado a tarifas variáveis – movimentação – mais altas.</p> <p>Há de observar, contudo, que o dimensionamento da tarifa binomial às térmicas deve preservar o montante de receita a ser recuperado por este segmento com o objetivo de que a flexibilidade que está sendo demandada pelo setor elétrico não seja subsidiada pelos carregadores de gás natural.</p> <p>Nesta acepção, considerando que o próximo leilão para geração termelétrica ocorrerá em junho deste ano, possivelmente antes da conclusão da regulação tarifária pela ANP, é provável que a Agência tenha informações sobre a estratégia de contratação do transporte pelos geradores térmicos. Possivelmente, haverá a preferência pela contratação de produtores de curto prazo para adequar o perfil de despacho (consumo de gás) à utilização da capacidade contratada de transporte. Por isso, com vistas a evitar aumento tarifário para os demais usuários (considerando o fim dos contratos legados) é importante a adequação dos multiplicadores proposto na questão n.13.</p> <p>Como complemento, por favor, vejam a nossa resposta à questão n.6.</p>
28 (ABRAGET)	<p>Importante enfatizar a baixa disposição a pagar das usinas termelétricas pelo custo de transporte, de maneira que as tarifas devem ser calibradas para não tornar as usinas economicamente inviáveis. É preciso ter ciência de que ter as usinas conectadas e “pagando pouco” é uma situação menos ruim para os demais agentes do que a ausência delas por falta de economicidade. A</p>

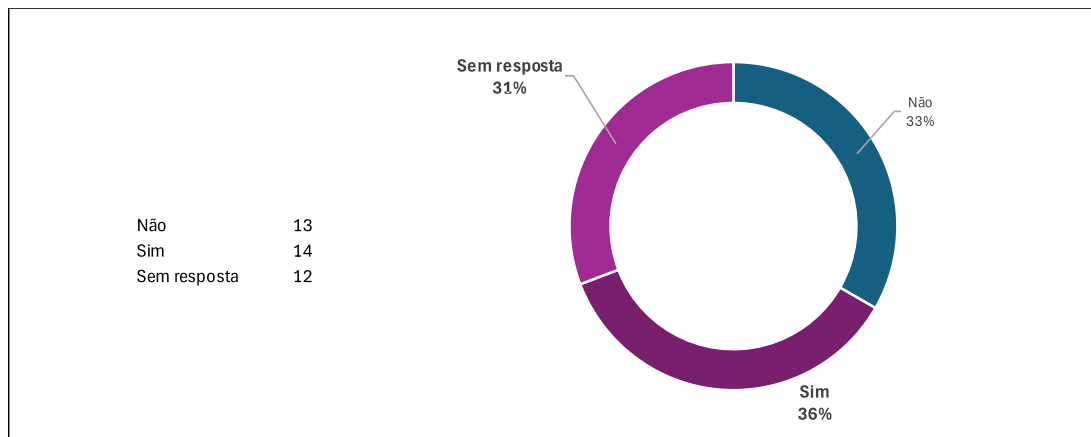
	metodologia deve contemplar um produto binomial que considere o perfil de despacho termelétrico no país, com ênfase em baixos (ou nulos) custos fixos (ship or pay) e maiores custos variáveis, a serem cobrados nos momentos de despacho das usinas.
31 (CDU)	O Conselho de Usuários entende que a metodologia deverá estar focada no equilíbrio entre custos, impacto nos consumidores e transparência, de modo a garantir uma tarifação que seja justa para as usinas termelétricas, mas também que proteja os demais carregadores do sistema. Para tanto, porém, há a necessidade de se ter uma base de estudos mais robusta sobre o tema que poderia envolver ANEEL e EPE de modo a contemplar a avaliação dos cenários de despacho das usinas termelétricas.
32 (FIESP)	Não deveria haver tarifação diferenciada para termoeletricas, a não se no caso de tarifas de curta distância.
35 (IBP)	No contexto brasileiro, o perfil de consumo das usinas termelétricas a gás natural é caracterizado por alta flexibilidade operativa e pelo atendimento à demanda de ponta no sistema elétrico. Essa característica leva a oscilações significativas no transporte de gás, com impactos significativos na lógica da tarifação diferenciada. Considerando este perfil, faz sentido que essas usinas sejam submetidas a uma estrutura tarifária para transporte de gás que seja composta por uma parcela fixa mais baixa e uma variável mais alta. A parcela variável mais elevada significa que as usinas pagam mais apenas quando transportam e utilizam o gás, o que reflete de forma mais direta o impacto que elas têm sobre o sistema de transporte. Outras estruturas tarifárias, sobretudo aquelas que contemplem um custo fixo de transporte mais elevado, tendem a levar a um cenário de inviabilização econômico-financeiro das usinas termelétricas a gás natural. Esse cenário seria crítico, pois a saída dessas usinas da malha representaria um aumento da tarifa aos demais usuários. Desta forma, o entendimento é de que precisamos achar uma solução que mantenha as usinas termelétricas conectadas, ainda que pagando uma tarifa fixa menor e um variável maior é mais vantajoso sob a ótica sistêmica do que a sua ausência por falta de viabilidade econômica, o que levaria a um aumento da tarifa como um todo para os demais carregadores. Por fim, considerando a complexidade deste tema e seu caráter estratégico para o setor energético, recomenda-se a realização um processo de consulta pública específico de modo que os agentes possam se debruçar sobre o tema com maior profundidade e trazer posições embasadas por estudos de elevado rigor técnico.
36 (MBC)	É preciso definir neste cálculo tarifas de transporte compatíveis com modelos de consumo flexível, como termelétricas movidas a gás e indústrias que podem combinar diferentes fontes de energia.
37 (NTS)	A NTS entende que a solução mais adequada para mitigar o impacto de qualquer adversidade oriunda do comportamento das termelétricas para os demais carregadores do sistema esteja no repasse integral dos custos do uso do sistema de transporte (“pass-through”) para a cadeia de energia elétrica, de forma a não onerar os usuários não térmicos conectados ao sistema de transporte de gás natural. Complementarmente, propõe-se que os contratos assinados com as usinas termelétricas devam ser de longo prazo, em linha com o prazo contratual estabelecido nas regras de cada leilão. Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.
38 (TBG)	Deveria ser desenvolvido produto específico para as térmicas no qual contemplaria uma parcela fixa e uma parcela variável; o conceito do produto seria permitir que a térmica tenha um contrato firme (e com isso a tarifa fixa) no qual ela poderia contratar um percentual de capacidade de acordo com a sua necessidade histórica (por exemplo 70% do volume contratado nos últimos 24 meses ou se nova uma previsão de despacho) e uma tarifa variável conforme demanda transporte. O resultado para térmica tende a ser inferior ao custo de contratação 100% firme o ano todo e para o sistema de transporte, o volume adicional da térmica implicaria em redução de tarifa do sistema (no caso de térmicas já contratadas a sua saída iria implicar em aumento tarifário para todo o sistema).
39 (TAG)	Através de um produto específico que reflita os prazos e condições do Leilão, promovendo a integração do setores de gás natural e de energia elétrica, específico de longo prazo. A solução ótima para o sistema do transporte passa pelo Pass-through, devendo ser definida nas regras do leilão.

Questão 16

Considerados os riscos associados ao incremento de capacidade para demanda específica, deve ser previsto em regulamento a aplicação de um ajuste tarifário ou prêmio de preço de reserva para melhor proteger o investimento associado a tarifa incremental? Justifique.

(a) Sim

(b) Não



ID	Resposta	Justificativa
1 (BRAVA)	Sim	Sim, apenas para tarifa incremental, que deve ser permitida para destravar a produção e estimular novas contratações.
2 (COMMIT)	Não	<p>Como regra geral, os investimentos devem ser propostos nos processos ordinários de revisão tarifária, ou discutidos por meio de chamadas públicas específicas – quando for o caso. Isso não deveria ensejar a necessidade de pagamento de prêmios de reserva e/ou ajustes extraordinários de tarifas.</p> <p>Os investimentos para atendimento de demandas específicas devem ser avaliados caso a caso pela ANP, considerando sua prudência, eficiência econômica e eventuais benefícios sistêmicos.</p> <p>Tarifas para investimentos incrementais poderão ser avaliadas, também caso a caso. Considerando tratar-se de uma indústria de rede, mesmo investimentos que buscam atender demandas específicas, trazem benefícios/custos para todo o condomínio. Nesse sentido, para se determinar tarifas incrementais deve-se levar em consideração os impactos globais do projeto, com visão de longo prazo (conforme será discutido na questão 17).</p> <p>Todavia, não vemos justificativa para o pagamento de qualquer prêmio tarifário, uma vez que o transporte já está submetido ao regime de receita máxima permitida.</p>
3 (CSN)	Não	<p>Qualquer incremento deve ser avaliado pela EPE, conforme mencionado na questão de referente a revisão extraordinária. Se houver benefício sistêmico, será incluído na BRA após a operacionalização do duto, sem prêmio de preço de reserva. Caso contrário, sugerimos aplicar o prêmio de preço de reserva aos carregadores interessados na construção do duto.</p> <p>Essa discussão precisa ser aprofundada em consulta pública específica, conforme a ação “Ampliação da Capacidade de Gasodutos de Transporte” da agenda regulatória da ANP, onde também precisa ser discutida a atuação da EPE na definição desta ampliação. É necessário definir regras claras sobre a socialização dos custos de investimentos, considerando se o benefício é exclusivo dos carregadores que motivaram o investimento ou sistêmico para todos os usuários do sistema. Investimentos que aumentem a oferta de capacidade podem contribuir para a modicidade tarifária.</p>
5 (ENEVA)	Sim	<p>Com o objetivo de garantir a isonomia entre os agentes, visto que as tarifas de entrada ou saída aplicadas pelo Transportador remuneram o gasoduto de transporte e instalações associadas, tais como estações de compressão e todos os pontos de entrada e saída do sistema, a aplicação de um prêmio de preço de reserva para melhor proteger o investimento, deve ser distribuído de maneira proporcional aos novos usuários consumidores ou aos usuários que geraram a necessidade de expansão na infraestrutura de transporte, sem a necessidade de aplicação de uma tarifa incremental.</p> <p>Nesse sentido, sugerimos que deva ser previsto um prêmio de preço de reserva para melhor proteger o investimento associado. Esta alternativa, facilitaria a entrada de novos agentes no mercado em circunstâncias nas quais é preciso expandir a</p>

		<p>infraestrutura de transporte para suprir o crescimento da demanda de gás natural, permitindo que o sistema transporte de gás se expanda, mas sem prejudicar a operação dos contratos existentes. Isso porque caso um novo usuário não celebre contratos de transporte no volume equivalente ao custo adicional com a nova infraestrutura, este novo usuário permaneceria responsável pela remuneração do novo investimento, mantendo a RMP de transporte dos outros usuários inalterados, não havendo a aplicação de um ajuste tarifário.</p> <p>Entendemos que essa alternativa é mais interessante ao mercado pois facilita a entrada de novos agentes, sem prejudicar os demais, pois caso um novo usuário não contrate capacidade de transporte, ele pagaria pelo custo incremental incorrido ao sistema, sem o risco de aplicação de tarifa incremental, mantendo a tarifa dos outros usuários inalterados.</p>
7 (GALP)	Não	Entendemos que o modelo atual já cobre a situação de novos investimentos (tarifa de conexão).
10 (MITSUI)	Não	<p>O modelo tarifário apresentado pela ANP é característico de um define a Receita Máxima Permitida RMP (Revenue Cap), no entanto, com conta regulatória para o caso de recuperação da receita acima da autorizada. Por outro lado, os custos para prestação do serviço e os investimentos não estão sendo abordados como variáveis que recalculam o direito dentro do ciclo tarifário imaginado (05 anos). Sendo assim, faz parte do risco desta atividade, caso se decida realizar um investimento, seja por oportunidade de captura de mercado, seja por necessidade de destravar gargalos, que aplicada a tarifa autorizada se recupere ou não a RMP, dado que ela é uma receita máxima permitida e não garantida.</p> <p>Portanto, uma vez definida a tarifa, não há o que se falar em tarifa incremental.</p>
11 (MTX)	Não	O modelo tarifário atual já abrange a remuneração para novos investimentos.
13 (PETRORECONCAVO)	Sim	A proposta de aplicar um ajuste tarifário ou prêmio de preço de reserva para proteger o investimento associado à tarifa incremental pode ser vista de forma positiva, desde que seja estruturada de maneira equilibrada.
15 (YARA)	Não	O modelo atual já incorpora essas previsões.
16 (ARM)	Sim	<ul style="list-style-type: none"> As tarifas incrementais para novos projetos de expansão devem ser projetadas para cobrir especificamente os custos da expansão, incluindo construção, operação e manutenção. Assim, os usuários que contratam capacidade adicional pagam tarifas distintas das tarifas existentes no sistema principal. Contudo, deve ser permitido que os custos da expansão sejam incorporados (rolled-in) às tarifas existentes, desde que se demonstre que isso não resulta em aumento de tarifas para clientes pré-existentes.
18 (QUANTUM)	Sim	Sem comentários.
19 (VEIRANO)	Não	<p>Os investimentos para atendimento de demandas específicas devem ser avaliados individualmente pela ANP. Tarifas para investimentos adicionais também podem ser avaliadas caso a caso.</p> <p>Considerando que o transporte já está sujeito ao regime de receita máxima permitida, não há justificativa para o pagamento de qualquer prêmio tarifário.</p>
20 (ZENERGAS)	Não	Dentro do conceito geral de regulação pela Receita Máxima Permitida a situação apresentada não deve ser objeto de um ajuste tarifário.
21 (COMGÁS)	Não	<p>As tarifas incrementais precisam ser cuidadosamente avaliadas para garantir o equilíbrio econômico do sistema, não prejudicando os usuários atuais. É essencial que os custos relacionados à expansão de capacidade e à manutenção de ativos sejam distribuídos de maneira justa entre os usuários, assegurando que a carga financeira dos novos investimentos não recaia indevidamente sobre os usuários já existentes.</p> <p>As tarifas para investimentos adicionais serão avaliadas individualmente. Dado que estamos lidando com uma indústria de rede, até mesmo investimentos destinados a atender demandas específicas impactam o sistema como um todo, trazendo tanto benefícios quanto custos. Portanto, ao estabelecer tarifas incrementais, é essencial considerar os efeitos amplos e de longo prazo do projeto, conforme será discutido na questão 17.</p>
22 (CIGÁS)	Sim	Qualquer fator que venha a impactar o equilíbrio econômico-financeiro do empreendimento, bem como preservar a modicidade tarifária e a competitividade do mercado.
23 (SULGÁS)	Não	Não. Como regra geral, os investimentos devem ser propostos nos processos ordinários de revisão tarifária, ou discutidos por meio de chamadas públicas específicas – quando for o caso. Isso não deveria ensejar a necessidade de pagamento de prêmios de reserva e/ou ajustes extraordinários de tarifas.

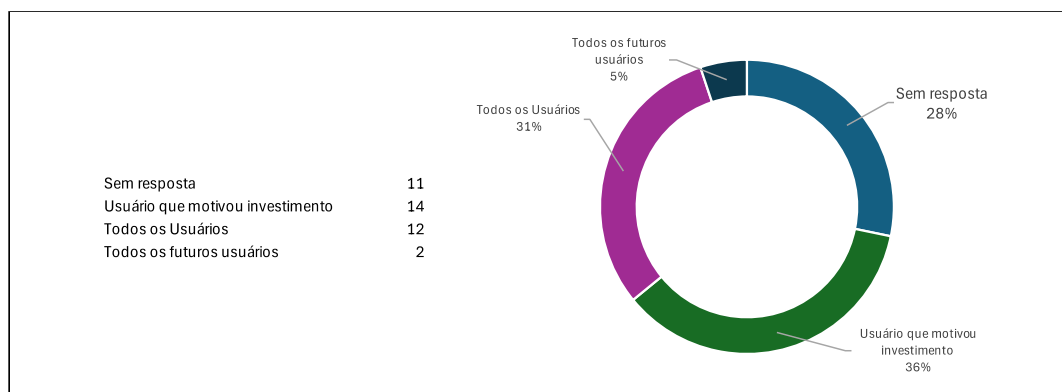
24 (SEDE/MG)	Não	<p>Os riscos associados ao incremento de capacidade para demanda específica devem ser de responsabilidade do investidor ou do transportador envolvido, uma vez que fazem parte da dinâmica do mercado e das decisões estratégicas de cada agente. A introdução de um ajuste tarifário ou prêmio de preço de reserva para mitigar esses riscos pode gerar distorções tarifárias, onerando indevidamente outros consumidores que não se beneficiam diretamente do investimento.</p> <p>Além disso, o princípio da precificação no setor deve refletir a alocação eficiente dos riscos entre os agentes de mercado. A responsabilidade pelo investimento deve estar alinhada à capacidade de gestão de risco do transportador e do investidor, garantindo que os projetos sejam desenvolvidos com maior prudência e sem transferência indevida de custos para os demais usuários do sistema.</p>
26 (ABEGÁS)	Não	<p>Um ajuste tarifário ou prêmio de preço não deve ser aplicado.</p> <p>De maneira geral, os investimentos devem ser apresentados durante os processos regulares de revisão tarifária ou discutidos por meio de chamadas públicas específicas, quando necessário. Isso não deveria exigir o pagamento de prêmios de reserva ou ajustes extraordinários nas tarifas.</p> <p>Os investimentos destinados a atender demandas específicas deverão ser avaliados pela ANP, levando em conta sua prudência, eficiência econômica e possíveis benefícios sistêmicos.</p> <p>As tarifas para investimentos incrementais também serão avaliadas caso a caso. Considerando que se trata de uma indústria de rede, até mesmo investimentos voltados para demandas específicas geram benefícios e custos para todo o sistema. Assim, para determinar tarifas incrementais, deve-se considerar os impactos globais do projeto, com uma perspectiva de longo prazo (como será abordado na questão 17). No entanto, não encontramos justificativa para o pagamento de qualquer prêmio tarifário, uma vez que o transporte já está sujeito ao regime de receita máxima permitida.</p>
27 (ABRACE)	Não	<p>Investimentos incrementais devem passar por consultas de mapeamento da demanda e somente se mostrarem viabilidade econômica, incluindo avaliações operacionais alternativas devem ser autorizados. Neste caso, se há benefício sistêmico, será incluído na BRA após a operacionalização do duto e não cabe prêmio de preço de reserva. Caso contrário, se for um contrato de conexão e o risco não puder ser abarcado nas garantias ao investimento, sugerimos a possibilidade de aplicação do prêmio de preço de reserva, desde que aplicado aos carregadores interessados na construção do duto.</p> <p>Todavia, como já comentado, entendemos que essa discussão precisa ser aprofundada em consulta pública específica, a partir da ação “Ampliação da Capacidade de Gasodutos de Transporte” já prevista na agenda regulatória da ANP. Para além da importância entre decidir estabelecer ou não um prêmio de receita ao transportador, será preciso ter regras claras se e quando os custos decorrentes de um investimento devem ou não ser socializados. Isto é, se esse investimento está sendo realizado em benefício apenas daqueles carregadores que motivaram o investimento ou se poderá haver benefício sistêmico para o conjunto de carregadores que acessem o sistema de transporte. Há investimentos que poderão aumentar sistematicamente a oferta de capacidade, contribuindo para a modicidade tarifária.</p> <p>Como complemento a essa questão, vejam, por favor, nossas respostas às questões n.7 e n.8.</p>
28 (ABRAGET)	Sim	<p>Em casos específicos pode ser avaliada a aplicação de um prêmio. Porém, em geral, a adequada definição da WACC pelo regulador deveria capturar os riscos inerentes ao negócio do transportador, que é justamente investir em novos ativos.</p>
30 (ATGÁS)	Sim	<p>Solicita-se mais esclarecimentos em relação às perguntas 16 e 17. Destaca-se a necessidade de discutir a tipologia de investimentos. O transportador deve ter segurança quanto à remuneração dos investimentos.</p>
32 (FIESP)	Sim	<p>Sim. A forma de cobertura dos investimentos associados à expansão ou reforço da rede deve ser arbitrado pela agência. Vide resposta da questão 17.</p>
35 (IBP)	Sim	<p>O ajuste tarifário pode ser um mecanismo de precificação importante para alinhar os custos do investimento para os agentes que provocaram a necessidade de incremento de capacidade. Isso ajuda a garantir que o usuário que se beneficia diretamente da nova infraestrutura contribua de forma proporcional ao custo associado à demanda específica.</p> <p>Nesta mesma linha, avaliamos que o prêmio de preço de reserva pode ser aplicado como contrapartida para assegurar a remuneração do investimento, mesmo em cenários em que as projeções de demanda não se concretizem. Porém, em geral, a</p>

		adequada definição da WACC pelo regulador deveria capturar os riscos inerentes ao negócio do transportador, que é justamente investir em novos ativos. Avaliamos que estes fatores contribuem para a proteção do investimento e a alocação mais eficiente de riscos. A regulação é essencial para garantir que os mecanismos propostos sejam monitorados pelo regulador de modo que sejam transparentes, justos e equilibrados. Entendemos também que o atual modelo já cobre esse tipo de situação por meio das tarifas de conexão.
36 (MBC)	Sim	É preciso considerar critérios para viabilizar novos gasodutos em estados brasileiros ou regiões que atualmente não possuem infraestrutura dutoviária para o gás natural, garantindo que o modelo tarifário incentive investimentos em dutos estruturantes. Isso pode ser feito através de tarifas diferenciadas que compensem os investimentos iniciais em infraestrutura.
37 (NTS)	Sim	Solicita-se maiores entendimentos em relação as perguntas. Necessidade de discutir tipologia de investimentos. O transportador deve ter segurança na remuneração dos investimentos.
38 (TBG)	Sim	Por falta de opção, colocamos alternativa SIM. No entanto, solicitamos maiores entendimentos em relação a perguntas).
39 (TAG)	Sim	Solicita-se maiores entendimentos em relação as perguntas. Necessidade de discutir tipologia de investimentos. O transportador deve ter segurança na remuneração dos investimentos.

Questão 17

Considerando a possibilidade de aplicação de ajuste tarifário visando a proteção do investimento associado a tarifa incremental, a quais usuários este ajuste deve ser aplicado? Justifique.

- (a) De forma equitativa a todos os usuários do sistema de transporte.
 (b) Aos usuários do sistema de transporte que motivaram o investimento que gerou o incremento de capacidade.
 (c) A todos os futuros usuários do sistema de transporte após o investimento (excluindo os usuários que já tinham contrato antes do aumento de capacidade.



ID	Resposta	Justificativa
1 (BRAVA)	(b)	-
2 (COMMIT)	(a)	<p>A rigor, investimentos prudentes, que tragam benefícios comprovados ao sistema, devem ser rateados com todos os usuários do sistema de transporte. É o caso de investimentos sistêmicos, como aqueles que contribuem com segurança e flexibilidade operacional, que aumentem a capacidade global do sistema de transporte e/ou que sejam necessários a conexão de novas fontes de suprimento.</p> <p>Há reconhecidos gargalos no sistema de transporte, como o atendimento aos Estados do Rio Grande do Sul e do Ceará, cujos investimentos devem ser rateados para todos os usuários, uma vez que os benefícios sistêmicos são evidentes.</p> <p>Por outro lado, projetos para atendimento de regiões muito específicas, cujo benefício é indireto, ou restrito a um grupo de usuários, devem ser avaliados caso a caso, a fim de não ter impacto relevante nas tarifas de transporte dos usuários pré-existentes.</p> <p>Logo, fundamental que a ANP estabeleça regras objetivas e transparentes para a avaliação de novos investimentos, em particular daqueles que têm como objetivo</p>

		atendimento a solicitações de usuários específicos, e que tais regras sejam aplicadas durante os processos de revisão tarifárias das transportadoras – quando os planos de investimento deveriam ser discutidos
3 (CSN)	(b)	Vide questão 16.
5 (ENEVA)	(b)	<p>Sugerimos a adoção da alternativa b, ressalvada a exclusão do trecho “que motivaram”, e entendemos como mais adequado que esse trecho seja substituído por “que se utilizarão da infraestrutura investida”</p> <p>Isso porque, como é de conhecimento desta SIM/ANP, no cenário que diversos agentes – por intermédio do acesso às infraestruturas essenciais de transporte – se utilizem da infraestrutura nova que aumentou a capacidade de infraestrutura de transporte – essa tarifa incremental deve ser também compartilhada.</p> <p>Em outros termos, sendo o agente motivador do investimento o único usuário da infraestrutura que resultou no aumento da capacidade de transporte, essa tarifa não deve ser socializada aos demais usuários da rede. Entretanto, nos casos em que essa seja uma tarifa compartilhada (XIX do Art. 2º da Resolução ANP nº 15/2014), essa tarifa deve ser compartilhada proporcionalmente à capacidade contratada dos agentes que eventualmente acesse a infraestrutura de transporte criada.</p> <p>Nesse sentido, rememoramos o caso disposto no âmbito do Processo ANP nº 48610.238965/2023-16, que dispõe sobre o procedimento de alocação de capacidade da NTS em que – embora esta Agência tenha se referido ao Artigo 44º da Lei Federal nº 14.134/2021 (“As novas modalidades de serviço de transporte não prejudicarão os direitos dos transportadores decorrentes dos contratos vigentes na data da publicação desta Lei”) e assegurou (sobre a socialização dos custos do GASIG), que este ativo trará benefícios sistêmicos para todos os usuários da infraestrutura de transporte, como a conexão com uma nova fonte de suprimento e segurança no abastecimento nacional, recentemente esta SIM/ANP aprovou a adoção de dois denominadores para tarifa da NTS: propondo que a tarifa final de transporte do produto firme anual seja a soma de duas parcelas: tarifa dos contratos legados + tarifa GASIG, com a finalidade de reduzir as possibilidades de aumento tarifário em decorrência de uma redução de demanda por capacidade contratada anual de transporte, como a situação similar ocorrida no POCC 2023 da NTS. Esse caso nos mostra que o mais correto – em termos de isonomia e previsibilidade tarifária – é, de fato, direcionar a tarifa incremental aos usuários “que se utilizarão da infraestrutura investida”</p> <p>Portanto, nossa sugestão – pautada na necessidade de transparência dos dados de custos relacionados aos contratos vigentes na data da publicação da Nova Lei do Gás – visa construir a segurança jurídica e regulatória para expansão da malha por meio do incremento de capacidade, mas salientamos que este custo seja direcionado aos agentes que utilizam da infraestrutura eventualmente a ser construída.</p>
7 (GALP)	(b)	<p>(b) Aos usuários do sistema de transporte que motivaram o investimento que gerou o incremento de capacidade.</p> <p>Entendemos ser desejável que sejam dados os devidos sinais locais relativos à expansão da rede para os usuários “marginais” que motivaram determinado incremento de capacidade.</p>
8 (GBS)	(c)	Onerar carregadores que já tinham contrato antes do aumento da capacidade prejudicará o resultado de seus negócios de forma injustificável, sem trazer benefícios imediatos.
9 (GNLINK)	(c)	Cobrar encargos adicionais de carregadores com contratos firmados antes do aumento da capacidade resultará em um impacto negativo e injustificado em seus negócios, sem gerar benefícios imediatos.
10 (MITSUI)	(a)	Considerando que a resposta da questão anterior foi “b) não”. As alternativas elencadas não seriam aplicáveis. Seria risco/oportunidade do modelo
11 (MTX)	(b)	Qualquer ajuste deve impactar apenas aqueles que deram causa ou exigiram a necessidade de novo investimento, sob pena de onerosidade excessiva aos demais usuários.
13 (PETRORECONCAVO)	(b)	A opção: “Aos usuários do sistema de transporte que motivaram o investimento que gerou o incremento de capacidade” seria a mais adequada e justa. Isso porque, ao aceitar a aplicação de um ajuste tarifário ou prêmio de preço de reserva, o carregador estaria contribuindo diretamente para a proteção do investimento realizado para garantir uma maior capacidade de fornecimento. Esse ajuste, portanto, deve ser aplicado a quem gerou a necessidade de tal investimento, ou seja, aos próprios usuários que aumentaram a demanda no sistema de transporte de energia.

		<p>Essa abordagem assegura que o carregador, que de fato causou o incremento de capacidade (seja por aumento de consumo ou requisitos específicos de demanda), seja o responsável pela cobertura dos custos associados a essa expansão. Isso evita que todos os usuários do sistema, incluindo aqueles que não participaram diretamente do aumento de demanda, sejam sobrecarregados com custos adicionais que não têm relação com o uso que fazem do sistema.</p> <p>Essa opção também mantém o princípio da justiça tarifária, onde o custo é proporcional ao benefício ou à carga que cada usuário impõe ao sistema, garantindo um equilíbrio mais justo entre os diversos agentes que fazem parte da rede de fornecimento.</p>
15 (YARA)	(b)	O ajuste tarifário, quando necessário para garantir a viabilidade de projetos de expansão da capacidade, deve recair exclusivamente sobre os usuários que motivaram ou contrataram essa expansão.
16 (ARM)	(b)	<ul style="list-style-type: none"> A tarifa incremental deve ser aplicada exclusivamente aos usuários do sistema de transporte que motivaram o investimento que gerou o incremento de capacidade. O princípio geral é que os clientes existentes não devem subsidiar novos projetos, a menos que esses projetos tragam benefícios claros para todo o sistema.
18 (QUANTUM)	(a)	Sem comentários.
19 (VEIRANO)	(a)	Em princípio, todos os investimentos que tragam benefícios para todo o sistema de transporte devem ser rateados com todos os usuários.
20 (ZENERGAS)	(a)	Por ocasião das revisões tarifárias realizadas pela ANP os valores deverão ser considerados nas tarifas de todos os usuários, mas o investimento realizado deve ser precedido de todos os condicionantes regulatórios para que seja realizado.
21 (COMGÁS)	(a)	<p>Como regra geral, investimentos prudentes que ofereçam benefícios tangíveis ao sistema de transporte devem ser compartilhados entre todos os usuários desse sistema. Isso inclui investimentos sistêmicos que promovam a segurança e a flexibilidade operacional, ampliem a capacidade geral do sistema de transporte ou que sejam essenciais para a conexão de novas fontes de suprimento.</p> <p>Entretanto, projetos destinados a atender regiões muito específicas, que proporcionem benefícios indiretos ou que beneficiem apenas um grupo restrito de usuários, devem ser avaliados individualmente para garantir que não impactem significativamente as tarifas de transporte dos usuários já existentes.</p> <p>Portanto, é essencial que a ANP defina e implemente critérios claros e transparentes para a avaliação de novos investimentos, especialmente aqueles destinados a atender demandas específicas de usuários. Esses critérios devem ser rigorosamente aplicados durante os processos de revisão tarifária das transportadoras, momento em que os planos de investimento são discutidos.</p>
22 (CIGÁS)	(b)	<p>A proposta é que a aplicação do ajuste tarifário seja aos usuários que motivaram a tarifa incremental.</p> <p>O princípio geral é que os clientes existentes não devem subsidiar novos projetos, a menos que esses projetos tragam benefícios claros para todo o sistema.</p>
23 (SULGÁS)	(a)	<p>Investimentos prudentes, que tragam benefícios comprovados ao sistema, devem ser rateados com todos os usuários do sistema de transporte. É o caso de investimentos sistêmicos, como aqueles que contribuem com segurança e flexibilidade operacional, que aumentem a capacidade global do sistema de transporte e/ou que sejam necessários a conexão de novas fontes de suprimento.</p> <p>Há reconhecidos gargalos no sistema de transporte, como o atendimento aos Estados do Rio Grande do Sul e do Ceará, cujos investimentos devem ser rateados para todos os usuários, uma vez que os benefícios sistêmicos são evidentes.</p> <p>Por outro lado, projetos para atendimento de regiões muito específicas, cujo benefício é indireto, ou restrito a um grupo de usuários, devem ser avaliados caso a caso, a fim de não ter impacto relevante nas tarifas de transporte dos usuários pré-existentes.</p> <p>Logo, fundamental que a ANP estabeleça regras objetivas e transparentes para a avaliação de novos investimentos, em particular daqueles que têm como objetivo atendimento a solicitações de usuários específicos, e que tais regras sejam aplicadas durante os processos de revisão tarifária das transportadoras – quando os planos de investimento deveriam ser discutidos.</p>
24 (SEDE/MG)	(b)	<p>Os investimentos e os ajustes tarifários devem ser custeados exclusivamente pelos usuários que demandaram e se beneficiam diretamente do incremento de capacidade.</p> <p>A alocação de custos deve seguir o princípio da eficiência econômica, garantindo que aqueles que impulsionam a necessidade do investimento assumam os riscos e os custos associados, sem transferi-los para demais consumidores que não serão beneficiados.</p>

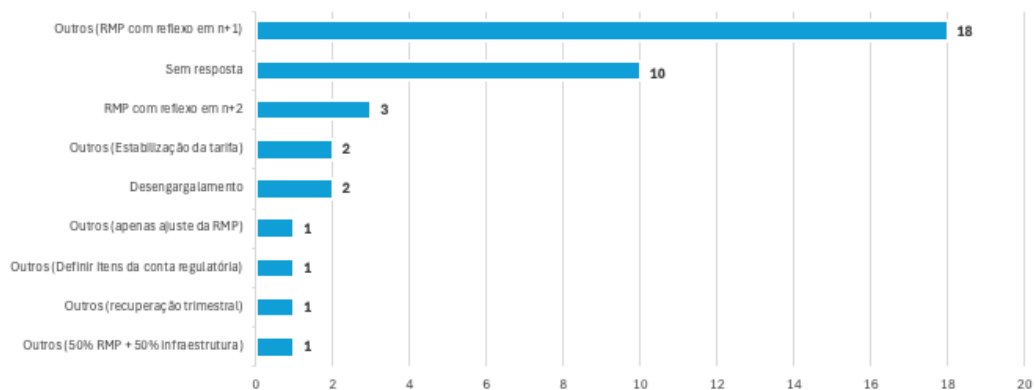
		Além disso, é essencial proteger os pequenos consumidores e os consumidores residenciais contra repasses tarifários excessivos, evitando onerar usuários que não contribuíram para a demanda adicional. Também deve ser considerada a diferença na maturidade dos mercados estaduais, de modo a evitar impactos negativos na competitividade regional.
26 (ABEGÁS)	(a)	<p>Em princípio, investimentos prudentes que tragam benefícios comprovados ao sistema devem ser compartilhados entre todos os usuários do sistema de transporte. Isso inclui investimentos sistêmicos, como aqueles que aumentam a segurança e flexibilidade operacional, ampliam a capacidade global do sistema ou são necessários para conectar novas fontes de suprimento.</p> <p>Existem gargalos conhecidos no sistema de transporte, como o atendimento aos Estados do Rio Grande do Sul e do Ceará, cujos investimentos devem ser distribuídos entre todos os usuários, uma vez que os benefícios sistêmicos são evidentes.</p> <p>Por outro lado, projetos voltados para atender regiões muito específicas, cujos benefícios são indiretos ou restritos a um grupo limitado de usuários, devem ser avaliados individualmente, a fim de evitar impactos significativos nas tarifas de transporte dos usuários já existentes.</p> <p>Portanto, é essencial que a ANP estabeleça regras claras e transparentes para a avaliação de novos investimentos, especialmente aqueles destinados a atender a solicitações de usuários específicos. Tais regras devem ser aplicadas durante os processos de revisão tarifária das transportadoras, momento em que os planos de investimento devem ser discutidos.</p>
27 (ABRACE)	(b)	Por favor, vejam nossa resposta à questão anterior.
28 (ABRAGET)	(b)	<p>Inicialmente é preciso avaliar se os investimentos serão alocados à demanda incremental ou entre todos os usuários do sistema. Idealmente, investimentos com custo unitário de expansão inferior ao custo médio do sistema deveriam “rolar” para todos os usuários, causando benefício comum a todos agentes. Neste caso, não há o que se falar em risco do investimento, pois todos os usuários estarão pagando pelo custo do novo ativo.</p> <p>Em situações cujo custo unitário da expansão é superior ao custo médio do sistema, não nos parece justo que outros usuários tenham suas tarifas majoradas pela entrada de um novo agente no sistema, de maneira que o custo deveria ser alocado ao novo agente. De forma análoga, o prêmio do risco do investimento também deve ser aplicado aos agentes causadores. Entendemos que esse posicionamento é corroborado pelo regramento atual constante da Resolução ANP 15/2014.</p>
30 (ATGÁS)	(a)	Solicita-se mais esclarecimentos em relação às perguntas 16 e 17. Destaca-se a necessidade de discutir a tipologia de investimentos. O transportador deve ter segurança quanto à remuneração dos investimentos.
32 (FIESP)	(b)	Depende. Por exemplo, no caso de expansão para ligação de novo produtor ou terminal de GNL, há ganhos para o sistema e aumenta a competitividade do gás. Neste caso, pode ser autorizado um ajuste tarifário. Por outro lado, se apenas os novos contratos serão beneficiados pela expansão da infraestrutura, este custo deve ficar restrito a quem gerou a demanda.
35 (IBP)	(b)	<p>Em primeiro lugar, é preciso avaliar se os investimentos serão alocados à demanda incremental ou entre todos os usuários do sistema (bem sistêmico). Idealmente, investimentos com custo unitário de expansão inferior ao custo médio do sistema deveriam ser alocados para todos os usuários, levando a um benefício comum a todos agentes.</p> <p>Em situações cujo custo unitário da expansão é superior ao custo médio do sistema, não é justo que outros usuários tenham suas tarifas majoradas pela entrada de um novo agente no sistema, devendo este custo ser alocado especificamente ao novo agente. De forma análoga, os benefícios do investimento também devem ser aplicados especificamente aos agentes causadores. Esse posicionamento é corroborado pelo regramento atual constante da Resolução ANP 15/2014.</p> <p>Nestes casos, a alocação dos custos para todos os usuários do sistema representaria um subsídio cruzado, já que usuários que não se beneficiam diretamente do incremento de capacidade iriam pagar por ele. Além disso, a aplicação dos ajustes tarifários aos usuários que motivaram o investimento tende a levar a um planejamento e o uso eficiente da infraestrutura. Isso ocorre porque esses usuários são incentivados a realizar avaliações criteriosas acerca de suas necessidades e projeções de demanda.</p>

		Além disso, também é desejável que sejam dados os devidos sinais locais relativos à expansão da rede para os usuários “marginais” que motivaram determinado incremento de capacidade. Essa modelagem está em linha com os princípios da justiça tarifária, eficiência econômica e transparência, pilares elementares de um sistema de transporte de gás natural desenvolvido, além de preservar o equilíbrio econômico-financeiro desse sistema.
37 (NTS)	(a)	Solicita-se maiores entendimentos em relação as perguntas. Necessidade de discutir tipologia de investimentos. O transportador deve ter segurança na remuneração dos investimentos.
38 (TBG)	(a)	Consulte contribuição via ATGÁS.
39 (TAG)	(a)	Solicita-se maiores entendimentos em relação as perguntas. Necessidade de discutir tipologia de investimentos. O transportador deve ter segurança na remuneração dos investimentos.

Questão 18

Qual deve ser a priorização na utilização do saldo da conta regulatória?

- (a) Abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+2;
 (b) Custeio em investimentos a serem realizados, independentemente de seu objetivo;
 (c) Em desengargamentos das infraestruturas de transporte;
 (d) Outros (citar)



ID	Resposta	Justificativa
1 (BRAVA)	(d)	Deverá ser feito por meio da RMP, mas com reflexos tarifários no ano n+1. O uso do ano n+2 impõe uma diferença temporal muito grande entre a contabilização e o efetivo abatimento da RMP.
2 (COMMIT)	(d)	Abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+1. Se possível, a priorização na utilização do saldo da conta regulatória deveria ser o abatimento da RMP com reflexos tarifários no ano n+1. Dessa forma, o impacto da conta regulatória ocorre de maneira imediata, evitando distorções nos ciclos tarifários.
3 (CSN)	(a)	-
4 (EDGE)	(d)	a) 50% do saldo deverá ser utilizado para abatimento da RMP, a qual deverá ser realizada em até 12 meses a partir de sua constituição, preferencialmente no mesmo ano corrente; e b) 50% do saldo deverá ser utilizado para investimento em infraestrutura, o qual constituirá a RMP do Transportador. Esse investimento deverá (b.i) ser realizado em até 24 meses e (b.ii) ser preferencialmente utilizado para fomentar a injeção de biometano na malha de transporte, de modo a permitir que o Brasil cumpra com seus objetivos nacionais e internacionais de descarbonização e fortaleça a indústria do biometano.
5 (ENEVA)	(d)	Abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+1; Sugerimos a adoção do abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+1. Os valores apurados na Conta Regulatória deveriam ser revertidos em redução tarifária no ano n+1. Além disso, entendemos como importante que a ANP considere, no cálculo da

		Conta Regulatória, os valores pagos pelo agente incumbente a título de excedentes e penalidades no âmbito dos Contratos Legados. Dessa forma, as tarifas aplicáveis tanto aos novos contratos quanto aos contratos legados refletiriam corretamente o saldo de suas respectivas contas regulatórias Outro item relevante no tratamento do saldo da Conta Regulatória é sua capitalização. Atualmente, esse saldo é corrigido apenas pela inflação. No entanto, entendemos que a capitalização da Conta Regulatória deveria ocorrer pela Taxa Mínima Atrativa (TMA), uma vez que o saldo impacta o fluxo de caixa da transportadora, seja de forma positiva ou negativa. Nesse sentido, acreditamos que a capitalização pela TMA garantiria um tratamento mais adequado e equilibrado desse montante.
7 (GALP)	(d)	Entendemos que a priorização na utilização do saldo da conta regulatória deve ser no abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+1. Utilizar o ano n+2, conforme proposto, não é o ideal, pois é um delta temporal elevado dada a atual situação macroeconômica do país com um spread elevado observado entre a Taxa Selic e demais índices de inflação.
8 (GBS)	(d)	Abatimento da RMP, n+1
9 (GNLINK)	(d)	Abatimento da RMP, n+1
10 (MITSUI)	(d)	Abatimento da RMP, com reflexos tarifário em até n+1 Considerando que o modelo é um Revenue Cap, o saldo da conta regulatória deve ser utilizado para abatimento da RMP. Eventuais decisões do transportador em propor um plano de investimento a ser realizado seja para expansão ou para desengargalamento das infraestruturas de transporte, deverão ser submetidas para ANP nos processos de revisão tarifária.
11 (MTX)	(d)	Abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+1 A priorização proposta nos parece ser a melhor adequada ao fim a que ela se destina.
13 (PETRORECONCAVO)	(c)	-
14 (SHELL)	(d)	Abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+1 A Shell defende que o saldo da conta regulatória deveria ser utilizado para o abatimento da RMP. Por outro lado, é primordial reduzir o prazo da "devolução" aos carregadores, uma vez que o repasse após 2 anos (A+2) traz uma inconsistência entre quem pagou e quem receberá o benefício. Sendo assim, a Shell defende que esse prazo deveria ser reduzido para um ano (A+1).
15 (YARA)	(d)	No ano de apuração em recuperação trimestrais (assim como as contas gráficas da distribuição de gás canalizado).
16 (ARM)	(d)	A priorização na utilização do saldo da conta regulatória de ser o abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+1. O período de repasse do saldo da conta regulatória deve ser reduzido para um ano.
18 (QUANTUM)	(a)	-
19 (VEIRANO)	(d)	A priorização na utilização do saldo da conta regulatória deve ser o abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+1.
20 (ZENERGAS)	(d)	Ano n+1 A prioridade é o mais rápido possível utilizar o saldo para abatimento.
21 (COMGÁS)	(d)	n+1 A priorização na utilização do saldo da conta regulatória deve ser estrategicamente orientada para maximizar o benefício ao consumidor enquanto mantém a integridade financeira dos operadores das redes de transporte de gás natural. O abatimento da Receita Máxima Permitida (RMP) com reflexos tarifários no ano subsequente (n+1) deve ser a prioridade, pois proporciona uma resposta rápida e eficaz às variações econômicas, reduzindo a defasagem regulatória e ajustando as tarifas de maneira mais dinâmica às condições de mercado.
22 (CIGÁS)	(d)	Abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+1. A priorização na utilização do saldo da conta regulatória de ser o abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+1. O período de repasse do saldo da conta regulatória deve ser reduzido para 1 ano.
23 (SULGÁS)	(c)	-
26 (ABEGÁS)	(d)	Abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+1 A priorização na utilização do saldo da conta regulatória deve ser o abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+1. O período de repasse do saldo da conta regulatória deve ser reduzido para 1 ano. A conta regulatória é o mecanismo que permite o contraste entre a Receita Máxima Permitida ("RMP") das transportadoras e a efetiva

		receita auferida durante o mesmo período tarifário. O saldo da conta regulatória, positivo ou negativo, é repassado para a RMP do próximo ciclo tarifário, com impactos na tarifa dos carregadores. Atualmente, a recuperação excessiva da RMP reduz as tarifas de transporte, assim como a recuperação insuficiente as aumenta. Sendo assim, há um ganho coletivo com o repasse dos saldos positivos das contas regulatórias. No entanto, o principal gerador do saldo positivo da conta regulatória é a cobrança das penalidades e dos encargos contratuais dos contratos de transporte. Considerando o caráter disciplinador atribuído às penalidades dos GTAs, se propõe que o saldo positivo da conta regulatória reverta em modicidade tarifária de forma concentrada nas zonas de entrada e/ou saída dos respectivos carregadores que pagaram pela penalidade ou encargo. Ou seja, ao invés de as penalidades serem usadas no cômputo das tarifas para todos os carregadores do sistema de transporte, elas devem ser direcionadas apenas aos carregadores que arcaram com elas. Os demais componentes que contribuem para os saldos positivos seguiriam repassados de forma coletiva. Assim, ao conferir uma maior neutralidade às penalidades e encargos contratuais impostos nos GTAs, a regulação tarifária se aproximaria do modelo de regulação responsiva. Nesse sentido, as penalidades e os encargos deixariam de ser vistos como um fim em si mesmo, mas, sim, um instrumento cabível apenas nos casos de flagrante e reiterada desconformidade dos agentes. O modelo, além de adotado por outras agências reguladoras, conta com o aval do Tribunal de Contas da União (“TCU”).
27 (ABRACE)	(a)	-
28 (ABRAGET)	(d)	Sugere-se que os valores apurados na conta regulatória sejam revertidos em redução tarifária em n+1, conforme item 121 e 122 da Nota Técnica (NT) 13/2019/SIM. No entanto, a receita adicional que não for possível a sua apuração dentro do ano “n”, nesse caso seria alocada em n+2.
31 (CDU)		<p>A resposta acima está atrelada a resposta da questão n. 9, isto é, o importante é a ANP garantir a antecipação da receita com a venda de produto de curto prazo para recuperação da RMP pelas transportadoras.</p> <p>No entanto, vale mencionar que a Nota Técnica 13/2019/SIM estabelece em seu item 121 que a conta regulatória “(...) será reconciliada, encaminhando o saldo resultante para a receita de serviços de transporte, passando a fazer parte da RMP para o próximo período tarifário relevante.”</p> <p>O item 122 do mesmo documento traz uma figura ilustrativa que descreve o processo de reconciliação da Receita Máxima Permitida das transportadoras. Na figura em questão, é indicado que os valores apurados na conta regulatória devem ser revertidos em redução tarifária em n+1.</p> <p>A utilização de n+2, como apresentado em uma das alternativas, não é considerada adequada pois leva a um “delta” temporal muito elevado, provocando uma defasagem grande dos valores da conta regulatória em relação a indicadores econômicos importantes como a Taxa Selic ou as taxas de inflação que são publicadas anualmente. Do ponto de vista das transportadoras, é compreensível que uma parcela das receitas auferidas no ano n não possa ser apurada em tempo hábil, sobretudo quando ocorrem no período final do ano. Neste caso, é razoável que tal parcela seja transferida para n+2. Entretanto, é importante que sejam feitos esforços para que a parcela a ser transferida para n+2 seja a menor possível, de modo que a maior parte dos valores apurados na conta regulatória seja apurada e revertida em favor da modicidade tarifária o mais rapidamente possível.</p> <p>Posteriormente, com mercado mais maduro, ANP deve desenvolver mecanismos para a implementação de algum tipo de “gatilho” para repasse imediato para carregadores.</p>
32 (FIESP)	(d)	<p>Apenas para ajuste da RMP.</p> <p>A conta regulatória deve ser exclusiva para o ajuste da RMP, por representar excesso ou insuficiência da tarifa aplicada para recuperação da RMP. Este saldo, positivo ou negativo, é da transportadora.</p>
35 (IBP)	(d)	<p>A Nota Técnica 13/2019/SIM estabelece em seu item 121 que a conta regulatória “(...) será reconciliada, encaminhando o saldo resultante para a receita de serviços de transporte, passando a fazer parte da RMP para o próximo período tarifário relevante.”</p> <p>O item 122 do mesmo documento traz uma figura ilustrativa que descreve o processo de reconciliação da Receita Máxima Permitida das transportadoras. Na figura em questão, é indicado que os valores apurados na conta regulatória devem ser revertidos em redução tarifária em n+1. A utilização de n+2, como apresentado em uma das alternativas, não é considerada adequada pois leva a um “delta” temporal muito elevado, provocando uma defasagem grande dos valores da conta regulatória em</p>

		relação a indicadores econômicos importantes como a Taxa Selic ou as taxas de inflação que são publicadas anualmente. Do ponto de vista das transportadoras, é compreensível que uma parcela das receitas auferidas no ano n não possa ser apurada em tempo hábil, sobretudo quando ocorrem no período final do ano. Neste caso, é razoável que tal parcela seja transferida para n+2. Entretanto, é importante que sejam feitos esforços para que a parcela a ser transferida para n+2 seja a menor possível, de modo que a maior parte dos valores apurados na conta regulatória seja apurada e revertida em favor da modicidade tarifária o mais rapidamente possível.
37 (NTS)	(d)	a NTS sugere que a ANP: (i) defina em regulamento quais itens comporão a Conta Regulatória, sendo importante que não restrinja os incentivos à eficiência; (ii) elimine a limitação de 5% para aumentos tarifários ou, ao menos, limite tanto os aumentos quanto as reduções tarifárias em 5%, garantindo a estabilidade tarifária e a integridade econômico-financeira do negócio; (iii) estabeleça que a conciliação de certas contas, como remuneração e reintegração associadas aos investimentos, por exemplo, seja a cada Revisão Tarifária Periódica, isto é, a cada 5 anos, tendo em vista que diferenças anuais entre projetado e realizado são esperadas, sendo mais relevante a realização dos investimentos previstos para o ciclo; (iv) não considere OPEX na conta regulatória, de modo a incentivar o transportador a reduzir seus custos; e (v) e que o saldo da conta regulatória continue sendo usado para abatimento da RMP, conforme indicado na contribuição da questão 9, sem que a ANP defina priorização distinta, principalmente antes de regulamentar a conta regulatória. Recomenda-se adicionalmente que o regulamento sobre a Conta Regulatória seja exposto em Consulta Pública, para coleta de contribuições da sociedade antes da definição dos assuntos específicos como o sugerido nessa Questão 18. Obs: Contribuição completa enviada por e-mail.
38 (TBG)	(d)	Outra: Todas as opções: Estabilidade Tarifária RMP do carregador conecta com a A. Cumpre salientar que é fundamental a definição quanto a operacionalização do uso da conta regulatória, sendo proposto atualmente pelos transportadores, que ocorra a apuração anual com compensação em RMPs futuras no ano N+2. Além da definição de sua composição, da fórmula de reajuste do valor e da dinâmica de apresentação que garanta a transparência das informações. Entretanto, é mister que em casos de choques tarifários a conta regulatória seja utilizada para estabilização da tarifária de maneira tempestiva.
39 (TAG)	(d)	Estabilidade Tarifária. RMP do carregador conecta com a A. Cumpre salientar que é fundamental a definição quanto a operacionalização do uso da conta regulatória, sendo proposto atualmente pelos transportadores, que ocorra a apuração anual com compensação em RMPs futuras no ano N+2. Além da definição de sua composição, da fórmula de reajuste do valor e da dinâmica de apresentação que garanta a transparência das informações. Entretanto, é mister que em casos de choques tarifários a conta regulatória seja utilizada para estabilização da tarifa de maneira tempestiva.

Questão 19

Quais diretrizes você julga importantes para os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores?

ID	Respostas
2 (COMMIT)	A ANP deveria incentivar a criação de uma área de mercado única, a atividade comercial seria feita por um terceiro que garantiria um equilíbrio e funcionamento adequado da área de mercado. Este agente seria responsável por garantir o repasse de receita entre as transportadoras, assim como a transparência necessária das informações. Se a receita total ao final de cada ano regulatório for superior ou inferior à receita máxima permitida das transportadoras, as diferenças seriam compensadas por meio dos respectivos repasses. Esse modelo visa a eficiência de custos entre as transportadoras e a integração do sistema de transporte como um todo.
3 (CSN)	Frequentemente, observa-se a necessidade de investimentos em uma transportadora (Transportadora 1) devido a gargalos presentes em outra (Transportadora 2). Nesse cenário, deve-se avaliar se a receita adicional proveniente do investimento na Transportadora 1 deve ser de fato recolhida por ela. Como os beneficiários do investimento estão na Transportadora 2, é justo que o custo do investimento seja arcado por eles, e não pelos usuários da Transportadora 1. Essas avaliações deveriam ser responsabilidade da EPE, em sua nova atribuição, garantindo decisões de investimentos e operacionais eficientes que contribuam para a modicidade tarifária.

6 (EQUINOR)	<p>É essencial destacar que O Mecanismo de repasse entre as transportadoras devem ser neutros para os carregadores, ou seja, não devem trazer novos custos, sejam operacionais, econômicos ou tributários ao cálculo das tarifas de transporte visando viabilizar esse repasse.</p> <p>Entendemos a integração das áreas de mercado como um passo importante no desenvolvimento do mercado de gás no Brasil. As tarifas de transporte precisam manter uma relação econômica equilibrada em todas as áreas do mercado. É crucial evitar grandes disparidades tarifárias entre as transportadoras, para tanto, a malha integrada como uma única área de mercado, onde as tarifas sejam justas e equitativas, torna-se uma evolução necessária.</p> <p>Nesse sentido, ressaltamos ainda que a participação do órgão regulador nos estudos sobre gargalos e expansão do sistema de transporte - considerando o impacto dos investimentos de uma área em outra área de mercado, avaliando de forma integrada o sistema de transporte do Brasil - com aspecto fundamental para a eficiência dos investimentos e otimização das tarifas em todo sistema. Vale ressaltar que, com a perspectiva de inversão dos fluxos de gás nos próximos anos, muitos dos investimentos apresentados no Plano Integrado de Expansão das Transportadoras podem ser classificados nessa categoria. Entendemos que os custos desses investimentos devem ser compartilhados entre todos os consumidores e carregadores beneficiados, e não apenas entre aqueles conectados à malha que realizou o investimento. Isso evitará um aumento tarifário para esse grupo específico de carregadores, o que pode causar distorções no mercado e criar um ambiente de competição desigual, comprometendo a equidade a sustentabilidade do sistema e a competitividade do gás.</p>
10 (MITSUI)	<p>Transparência das transações, investimentos, custos e receitas entre as transportadoras. Criar uma conta regulatória informando as transações entre elas.</p> <p>Dado que o modelo para definição de tarifas é Revenue Cap, deverá ser garantida a neutralidade entre as transportadoras, devendo compensar em cada área de mercado a receita transferidas entre os transportadores e evitar o empilhamento tarifário (pancake). Importante que seja transparente também as componentes das tarifas de cada transportadora (devendo haver discriminação da parcela referente a transferência de receita).</p>
13 (PETRORECONCAVO)	<p>Como empresa carregadora, acreditamos que os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores devem ser baseados em princípios de transparência, equidade e eficiência, para garantir que todos os envolvidos no processo logístico sejam justamente compensados pelo serviço prestado. A seguir, destacamos algumas diretrizes que consideramos fundamentais:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Transparência e Clareza nos Critérios de Repasse Os critérios para o repasse de receita devem ser claros e bem definidos, com um entendimento compartilhado entre todos os transportadores envolvidos. Isso inclui a explicitação de como as tarifas são calculadas, a distribuição das receitas e os parâmetros que influenciam essas decisões, como custos operacionais, distância percorrida, tempo de serviço, entre outros. 2. Equidade no Repasse de Receita É essencial que o modelo de repasse seja justo para todos os transportadores, independentemente de seu porte ou volume de operação. Devemos garantir que as receitas sejam distribuídas de maneira proporcional à contribuição de cada transportador no serviço prestado, considerando os custos reais de operação e a complexidade das tarefas envolvidas. 3. Incentivo à Eficiência e à Qualidade dos Serviços O repasse de receita deve ser estruturado de forma a incentivar a eficiência operacional, a redução de custos e a melhoria contínua na qualidade dos serviços prestados. Transportadores que demonstram melhor desempenho, maior eficiência no cumprimento de prazos e menor impacto ambiental, por exemplo, poderiam receber um repasse maior, como uma forma de incentivo. 4. Adequação ao Custos Operacionais e Condições de Mercado Os mecanismos de repasse devem estar alinhados com as realidades do mercado e com os custos operacionais reais enfrentados pelos transportadores, incluindo custos com combustível, manutenção, mão de obra, entre outros. Isso assegura que os transportadores possam operar de forma sustentável e que o modelo de repasse seja flexível o suficiente para se ajustar às variações do mercado. 5. Adoção de Mecanismos de Monitoramento e Auditoria Para garantir que o sistema de repasse de receitas seja justo e eficiente, deve haver mecanismos de monitoramento, auditoria e revisão periódica dos processos. Isso permitirá identificar possíveis distorções ou falhas no sistema e tomar medidas corretivas, garantindo a integridade do processo de repasse e a confiança entre os envolvidos. 6. Estabilidade e Previsibilidade nos Repasses A previsibilidade dos repasses é crucial para o planejamento financeiro da empresa carregadora e dos transportadores. Os mecanismos de repasse devem proporcionar um fluxo de receita estável, de forma que os transportadores possam planejar suas operações com segurança e minimizar riscos financeiros. 7. Consideração das Especificidades de Diferentes Modalidades de Transporte

	<p>Cada modalidade de transporte tem suas particularidades e custos associados. O sistema de repasse deve considerar as diferenças entre o transporte rodoviário, ferroviário, aquaviário, entre outros, garantindo que os valores repassados sejam justos e compatíveis com as exigências e custos de cada modalidade.</p> <p>8. Busca por Eficiência Administrativa</p> <p>Os processos administrativos para o repasse de receitas devem ser simplificados e eficientes. A burocracia excessiva pode gerar custos adicionais e atrasos, impactando negativamente a operação dos transportadores. O ideal é que o sistema seja ágil, com processos automatizados sempre que possível, para evitar sobrecarga administrativa.</p> <p>Sendo assim, como empresa carregadora, acreditamos que um sistema de repasse de receita bem estruturado é fundamental para o sucesso do setor de transporte. Ele deve ser transparente, justo, adaptável às condições do mercado e capaz de incentivar a eficiência e a qualidade dos serviços prestados. A adoção dessas diretrizes contribuirá para uma relação mais equilibrada e sustentável entre os transportadores e os outros stakeholders envolvidos no processo logístico.</p>
14 (SHELL)	<p>Na visão da Shell, mecanismos de repasse de receita entre transportadores fazem sentido em um contexto mais amplo de alteração na atual estrutura tarifária, de um modelo valorado pelo sistema de entradas-saídas para um modelo de equalização tarifária.</p> <p>O mecanismo da equalização tarifária permitia que todos os carregadores, em todos os pontos da malha de gasodutos, fossem beneficiados com o mesmo nível tarifário.</p> <p>Neste cenário, o repasse de receita seria uma ferramenta importante uma vez que transportadoras que possuem uma base de remuneração menor, com maior volume de investimentos já amortizados, receberia um montante acima do aprovado e deveriam “repassar” para transportadoras com uma base de remuneração maior, com volume de investimentos ainda em fase de recuperação.</p> <p>Ao mesmo, caso mantida a regulamentação vigente, não é seria esperado grandes disparidades tarifárias entre as transportadoras.</p> <p>Neste contexto, a Shell sugere a abertura de uma consulta pública específica para tratar a questão de repasse de receita entre transportadores e aprofundar a discussão sobre estrutura tarifárias.</p>
16 (ARM)	<ul style="list-style-type: none"> • Em um sistema integrado de gasodutos com tarifa única e transportadores operando sob um regime de receita anual permitida, o repasse de receitas entre os diferentes operadores deve ocorrer por meio de mecanismos regulatórios que assegurem que cada transportador receba sua parcela justa da receita total arrecadada. Esse modelo é comum em sistemas de transporte de gás onde múltiplos operadores compartilham a infraestrutura e os custos são socializados. • As receitas geradas por cada transportadora devem ser contabilizadas de forma centralizada em um operador independente, ou na própria ANP, e o total arrecadado é redistribuído entre as transportadoras conforme critérios previamente estabelecidos, respeitando-se as respectivas receitas máximas permitidas. • Se a arrecadação total for superior ou inferior à soma das receitas máximas permitidas, tais diferenças devem ser compensadas nas respectivas contas regulatórias. • A agência reguladora acompanha o fluxo financeiro entre transportadores para garantir a transparência e evitar distorções que favoreçam um operador em detrimento de outro. • Esse modelo promove a integração do sistema de transporte de gás, reduzindo custos administrativos e simplificando a contratação de serviços pelos usuários.
18 (QUANTUM)	<p>O primeiro que devemos ressaltar é que a ANP deve avançar com a integração das áreas de mercado, promovendo a maior integração que seja tecnicamente possível.</p> <p>Nesse caso, e coincidente com o estabelecido na Lei nº 14134 do 2021, poderia ser adotado um gestor “comercial” da área de mercado. Este organismo estará encarregado da vinculação comercial entre os Carregadores e os transportadores.</p> <p>Este esquema apresenta a vantagem que a atividade comercial da área de mercado é feita por um terceiro que visaria pelo adequado funcionamento da totalidade da área de mercado sem ter um interesse individual por uma infraestrutura ou região específica.</p> <p>Neste esquema os transportadores recebem a receita definida no processo de revisão tarifária (Receita Máxima Permitida) do gestor comercial.</p> <p>Caso não seja adotado o esquema de um único gestor comercial, cada transportador deverá faturar aos carregadores que utilizam suas entradas e saídas. Ainda nessa situação a planificação da área de mercado deve ser integral. A definição das entradas e saídas, as rodadas de contratação de capacidade de entrada e saída e a estimação das tarifas devem ser realizados conjuntamente para toda a área de mercado.</p> <p>Durante a planificação integral deve ser definido o repasse das receitas requeridas para equalizar os o faturamento obtido com a RMP definida para cada um dos transportadores que integram a área de mercado.</p> <p>Ao final de cada ano regulatório deverá ser feita uma avaliação da conta de saldos de receita para compensar os excessos ou déficits mediante um ajuste nas tarifas de E/S de cada transportador.</p>

	Casso não seja factível a criação de uma única área de mercado, poderão ser adotadas integrações parciais até que estejam dadas as condições técnicas para possibilitar o estabelecimento de uma área única de mercado. No caso da integração parcial, poderá ser adotado o mesmo mecanismo de repasse de receitas mencionado para a área única.
19 (VEIRANO)	Em um de receita anual permitida, a redistribuição de receitas entre transportadores deve seguir mecanismos regulatórios que garantam uma divisão justa. A ANP monitora os fluxos financeiros para garantir transparência e evitar distorções, promovendo integração, redução de custos administrativos e maior simplicidade na contratação de serviços.
21 (COMGÁS)	Em sistemas integrados de transporte de gás, onde múltiplos operadores compartilham infraestrutura e a tarifação é unificada, é crucial que existam mecanismos regulatórios bem definidos para garantir a distribuição equitativa das receitas arrecadadas. Em um cenário ideal, as receitas coletadas de todos os transportadores seriam centralizadas sob a gestão de um operador neutro ou diretamente pela ANP, assegurando que a alocação dos recursos seja feita de maneira justa e conforme as receitas máximas permitidas de cada operador. No caso de as receitas totais coletadas divergirem do somatório das receitas máximas permitidas, essas variações devem ser ajustadas nas contas regulatórias dos transportadores envolvidos. Isso assegura que nenhum transportador receba mais ou menos do que o estabelecido, mantendo o equilíbrio financeiro do sistema. A agência reguladora desempenha um papel essencial ao monitorar e verificar o fluxo de receitas entre os transportadores, garantindo transparência e prevenindo qualquer forma de favorecimento que possa prejudicar a equidade do sistema. Adotando esse modelo, promove-se não apenas a eficiência administrativa, como também se simplifica a experiência dos usuários ao contratar serviços, contribuindo para a redução dos custos operacionais e facilitando a gestão do sistema de transporte de gás como um todo.
22 (CIGÁS)	Em um sistema integrado de gasodutos com tarifa única e transportadores operando sob um regime de receita anual permitida, o repasse de receitas entre os diferentes operadores deve ocorrer por meio de mecanismos regulatórios que assegurem que cada transportador receba sua parcela justa da receita total arrecadada. Esse modelo é comum em sistemas de transporte de gás onde múltiplos operadores compartilham a infraestrutura e os custos são socializados. As receitas geradas por cada transportadora devem ser contabilizadas de forma centralizada em um operador independente, ou na própria ANP, e o total arrecadado redistribuído entre as transportadoras conforme critérios previamente estabelecidos, respeitando-se as respectivas receitas máximas permitidas. Se a arrecadação total for superior ou inferior à soma das receitas máximas permitidas, tais diferenças devem ser compensadas nas respectivas contas regulatórias. A agência reguladora acompanha o fluxo financeiro entre transportadores para garantir a transparência e evitar distorções que favoreçam um operador em detrimento de outro. Esse modelo promove a integração do sistema de transporte de gás, reduzindo custos administrativos e simplificando a contratação de serviços pelos usuários. No entanto, deve ser avaliada a questão tributária.
23 (SULGÁS)	Incentivo a criação de uma área de mercado única, a atividade comercial seria feita por um terceiro que garantiria um equilíbrio e funcionamento adequado da área de mercado. Este agente seria responsável por garantir o repasse de receita entre as transportadoras, assim como a transparência necessária das informações. Se a receita total ao final de cada ano regulatório for superior ou inferior à receita máxima permitida das transportadoras, as diferenças seriam compensadas por meio dos respectivos repasses. Esse modelo visa a eficiência de custos entre as transportadoras e a integração do sistema de transporte como um todo.
26 (ABEGÁS)	Em um sistema integrado de gasodutos com tarifa única e transportadores operando sob um regime de receita anual permitida, o repasse de receitas entre os diferentes operadores deve ocorrer por meio de mecanismos regulatórios que assegurem que cada transportador receba sua parcela justa da receita total arrecadada. Esse modelo é comum em sistemas de transporte de gás onde múltiplos operadores compartilham a infraestrutura e os custos são socializados. As receitas geradas por cada transportadora devem ser contabilizadas de forma centralizada em um operador independente, ou na própria ANP, e o total arrecadado redistribuído entre as transportadoras conforme critérios previamente estabelecidos, respeitando-se as respectivas receitas máximas permitidas. Se a arrecadação total for superior ou inferior à soma das receitas máximas permitidas, tais diferenças devem ser compensadas nas respectivas contas regulatórias. A agência reguladora acompanha o fluxo financeiro entre transportadores para garantir a transparência e evitar distorções que favoreçam um operador em detrimento de outro. Esse modelo promove a integração do sistema de transporte de gás, reduzindo custos administrativos e simplificando a contratação de serviços pelos usuários.

	No entanto, deve ser avaliada a questão tributária.
27 (ABRAGE)	<p>Atualmente, vimos observando impactos tarifários importantes, devido às diferenças entre os cenários de capacidade estimados pelas transportadoras e a manifestação de interesse pelos carregadores no momento do bidding. A ausência de uma visão integrada dos fluxos de demanda e oferta de gás natural no sistema de transporte entre as transportadoras pode refletir cada vez mais nesses impactos, devido à estratégia de investimentos individuais e na comercialização do gás.</p> <p>Assim, em redes interligadas, mesmo que ainda não exista a integração completa das contratações, entendemos que será preciso ter um mecanismo em que as transportadoras se ajustem (compensem) financeiramente em função dos fluxos reais de gás na rede, sobretudo às ações de balanceamento. Esse último envolve dois atributos importantes: eficiência e competitividade da molécula intermercado. Isso pode evitar que uma área de mercado de capacidade tenha uma tarifa artificialmente mais alta para compensar a necessidade de atendimento a outra área.</p> <p>Sugerimos, portanto, que as diretrizes possam assegurar: tarifas equilibradas, promovendo um mercado coeso e competitivo; decisões de investimentos e operacionais eficientes, com recuperação conjunta entre transportadoras; em evitar sobrecarregar uma área de mercado de capacidade, em detrimento de outra, isto é, compensar custos entre áreas para evitar tarifas artificialmente baixas ou elevadas ou baixas. Por fim, importa ressaltar que essas diretrizes serão fundamentais para direcionar as transportadoras na elaboração do código de rede tarifário.</p>
28 (ABRAGET)	Neutralidade tributária para carregadores e transportadores: ou seja, que o repasse de receita não implique em nenhuma ineficiência tributária.
31 (CDU)	<p>Importante mencionar que o mecanismo de repasse entre as transportadoras precisa ser neutro para os carregadores, ou seja, não pode haver a inclusão/incremento de quaisquer custos (operacionais, econômicos e tributários) as tarifas de transporte para a resolução desse repasse. Entendemos que as tarifas de transporte precisam guardar uma certa relação econômica em todas as áreas de mercado. Dito de uma outra forma, não podemos ter grandes disparidades tarifárias entre as transportadoras. É preciso ter a visão da malha integrada como sendo uma única área de mercado na qual as tarifas sejam equânimes, considerando os volumes envolvidos em cada transportadora e seus respectivos pontos de entradas e saídas.</p> <p>Todo e qualquer investimento que tenha sido feito por uma transportadora será remunerado de forma justa e correta, sendo necessária a sua alocação e/ou repassado ao agente investidor. Desta forma, a ANP ou gestor da área de mercado precisam regulamentar os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores tendo em vista que uma transportadora poderá arrecadar tarifas/receitas que, eventualmente, precisem ser repassadas para outra(s) transportadora(s).</p> <p>Em suma, defendemos: (i) Transparência e Clareza nos Critérios de Repasse; (ii) Equidade no Repasse de Receita; (iii) Incentivo à Eficiência e à Qualidade dos Serviços; (iv) Adequação ao Custos Operacionais e Condições de Mercado; (v) Adoção de Mecanismos de Monitoramento e Auditoria; (vi) Estabilidade e Previsibilidade nos Repasses; (vii) Consideração das Especificidades de Diferentes Modalidades de Transporte; (viii) Busca por Eficiência Administrativa; Administrativa e; (ix) proteger os carregadores de aumentos nos custos.</p>
32 (FIESP)	O ideal é que este seja um mecanismo acordado entre as concessionárias, com supervisão da ANP, no qual a agência interfira apenas nos casos de arbitragem para solução de conflitos.
35 (IBP)	<p>Importante mencionar que o mecanismo de repasse entre as transportadoras precisa ser neutro para os carregadores, ou seja, não pode haver a inclusão/incremento de quaisquer custos (operacionais, econômicos e tributários) as tarifas de transporte para a resolução desse repasse. IBP compartilha o alerta de que as tarifas de transporte precisam guardar uma certa relação econômica em todas as áreas de mercado. Dito de uma outra forma, não podemos ter grandes disparidades tarifárias entre as transportadoras. É preciso ter a visão da malha integrada como sendo uma única área de mercado na qual as tarifas sejam equânimes, considerando os volumes envolvidos em cada transportadora e seus respectivos pontos de entradas e saídas (necessidade de melhor alocação no critério de rateio dos custos entre pontos de entradas e saídas conforme item incluído na resposta 22)</p> <p>Todo e qualquer investimento que tenha sido feito por uma transportadora será remunerado de forma justa e correta, sendo necessária a sua alocação e/ou repassado ao agente investidor. Desta forma, a ANP precisa regulamentar os mecanismos de repasse de receita entre os transportadores tendo em vista que uma transportadora poderá arrecadar tarifas/receitas que, eventualmente, precisem ser repassadas para outra(s) transportadora(s).</p> <p>Neutralidade tributária para carregadores e transportadores: ou seja, que o repasse de receita não implique em nenhuma ineficiência tributária.</p>
37 (NTS)	<p>A NTS recomenda à ANP estudos aprofundados e cautela nas tratativas sobre o tema na elaboração de sua regulação, uma vez que (i) inexistente hoje discussão sobre integração de mercado e que a (ii) unificação do sistema é um tema complexo e com potenciais riscos para as transportadoras.</p> <p>Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.</p>

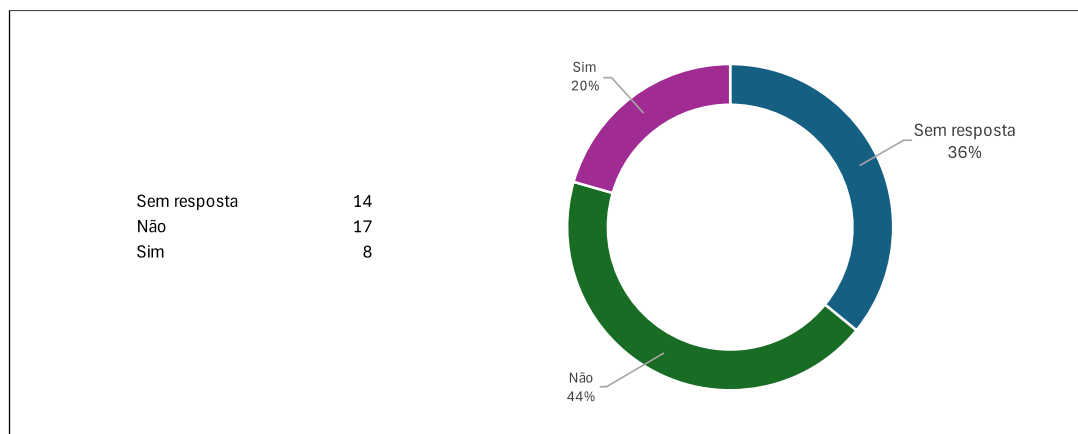
38 (TBG)	O repasse de receita entre transportadores deverá primordialmente ser aplicado para garantir a recuperação da Receita Máxima Permitida dos transportadores, observando: (i) que os aspectos tributários que sejam equalizados de modo a não transferir custo ou receita para outro transportador que não tenha sido o originador do serviço prestado, ou seja, promovendo neutralidade tributária e (ii) repasse das receitas entre as empresas aconteça mensalmente e dentro do ano fiscal.
39 (TAG)	O repasse de receita entre transportadores deverá primordialmente ser aplicado para garantir a recuperação da Receita Máxima Permitida dos transportadores, observando: (i) que os aspectos tributários que sejam equalizados de modo a não transferir custo ou receita para outro transportador que não tenha sido o originador do serviço prestado, ou seja, promovendo neutralidade tributária e (ii) repasse das receitas entre as empresas aconteça mensalmente e dentro do ano fiscal.

Questão 20

O repasse de receitas entre transportadores poderá incluir a transferência de saldos nas contas regulatórias de cada um dos transportadores? Justifique.

(a) Sim

(b) Não



ID	Resposta	Justificativa
2 (COMMIT)	Não	Ainda que matematicamente o resultado seja muito semelhante, o uso da conta regulatória para garantir a recuperação da RMP por cada transportadora pode implicar em uma sinalização de preços ineficiente, uma vez que a formação do saldo da conta regulatória é proveniente, principalmente, da aplicação de penalidades, que podem ser diferentes entre as transportadoras – ao menos num primeiro momento.
3 (CSN)	Sim	O repasse de receitas entre transportadores poderá incluir a transferência de saldos nas contas regulatórias de cada um dos transportadores. No entanto, é essencial que sejam apurados os valores pertinentes a essa recuperação, garantindo que a transferência seja justa e transparente.
5 (ENEVA)	Não	Sugerimos que não. Como é de conhecimento da ANP, a conta regulatória discrimina os valores recebidos por cada transportador, incluindo receitas advindas de produtos de curto prazo, penalidades e excedentes. Esses valores devem ser abatidos ou acrescidos à Receita Máxima Permitida (RMP) aprovada individualmente para cada transportador de gás natural autorizado pela ANP, impactando o ajuste tarifário para o ano (a+2) correspondente à área de operação de cada empresa. No curto prazo, essa transferência não é recomendável, considerando (i) que o mercado de gás natural ainda carece de transparência sobre a estrutura de custos, despesas e investimentos associados às operações, além dos contratos legados e demais elementos das revisões tarifárias; e (ii) o setor encontra-se em um período de transição regulatória, em decorrência da implementação do novo arcabouço previsto na Nova Lei do Gás. No longo prazo, com o aumento da liquidez de mercado, a tendência é que o serviço de transporte e, conseqüentemente, as propostas tarifárias se tornem mais simples. Assim, qualquer repasse de saldo entre contas regulatórias dos transportadores terá

		caráter residual, não sendo necessária a configuração de um mecanismo estruturado dentro dos processos de proposta ou revisão tarifária.
7 (GALP)	Não	Sem comentários adicionais a contribuição
10 (MITSUI)	Sim	No mecanismo de repasse de receitas entre as transportadoras, deve ser levado em consideração também os saldos das contas regulatórias.
13 (PETRORECONCAVO)	Sim	O repasse de receitas entre transportadores pode incluir a transferência de saldos nas contas regulatórias, desde que esteja em conformidade com a regulação vigente e com o objetivo de garantir a transparência e a justa compensação dos investimentos realizados por cada transportador.
14 (SHELL)	Não	A Shell defende que o saldo da conta regulatória deveria ser utilizado para o abatimento da RMP. Por outro lado, é primordial reduzir o prazo da "devolução" aos carregadores, uma vez que o repasse após 2 anos (A+2) traz uma inconsistência entre quem pagou e quem receberá o benefício. Sendo assim, a Shell defende que esse prazo deveria ser reduzido para um ano (A+1).
15 (YARA)	Sim	Sem comentários.
16 (ARM)	Sim	Conforme explicado na resposta da questão 19.
18 (QUANTUM)	Não	Preferencialmente, cada transportador deveria ter contas regulatórias individuais para sua própria compensação através de mecanismos tarifários, sem ter que depender de transferências cruzadas com outros transportadores. O repasse de receitas entre transportadores distorceria a sinal de preços já que afetaria o ajuste anual tarifário destinado a compensar o déficit ou excesso de receita obtido a partir da aplicação das tarifas reguladas. Também é importante destacar que a inclusão das transferências dos saldos no repasse de receitas entre transportadores, irá depender do modelo e mecanismo de repasse de receitas adotado.
19 (VEIRANO)	Não	Embora o resultado possa ser semelhante do ponto de vista matemático, utilizar as contas regulatórias para assegurar a recuperação da RMP por parte de cada transportadora pode gerar uma sinalização de preços ineficiente. Isso ocorre porque os saldos dessas contas decorrem, majoritariamente, da aplicação de penalidades, as quais tendem a variar entre os transportadores.
20 (ZENERGAS)	Não	Não. Em princípio a alocação deveria ser para cada transportadora.
21 (COMGÁS)	Não	Embora os cálculos possam parecer similares matematicamente, o uso de contas regulatórias para garantir que cada transportadora recupere sua Receita Máxima Permitida (RMP) pode levar a uma sinalização de preços não eficaz. Isso acontece principalmente porque os saldos nessas contas são frequentemente resultado da aplicação de penalidades, que podem diferir significativamente entre os transportadores.
22 (CIGÁS)	Não	Preferencialmente, cada transportadora deveria ter contas individuais para sua própria compensação por meio de mecanismos tarifários, sem ter que depender de transferências cruzadas com outras transportadoras, considerando que a origem dos valores é gerada em uma área de mercado e não deve ser compensada por outra área de mercado.
23 (SULGÁS)	Sim	Mesma resposta à pergunta 19.
24 (SEDE/MG)	Sim	Como o repasse de receitas em transportadores é uma novidade que continua sendo avaliada, a SEDE defende que o repasse de receitas entre transportadores poderá incluir a transferência de saldos nas contas regulatórias de cada um dos transportadores.
26 (ABEGÁS)	Não	Preferencialmente, cada transportadora deveria ter contas individuais para sua própria compensação por meio de mecanismos tarifários, sem ter que depender de transferências cruzadas com outras transportadoras, considerando que a origem dos valores é gerada em uma área de mercado e não deve ser compensada por outra área de mercado.
27 (ABRACE)	Sim	Entendemos que o mecanismo de repasse de receita deve equilibrar perdas ou superávits decorrentes de fluxos inesperados e isso inclui receitas extraordinárias decorrentes de penalidades, excedentes e até mesmo de vendas no curto prazo.
28 (ABRAGET)	Não	Parece uma questão operacional. Idealmente, as contas regulatórias devem ser utilizadas para reversão tarifária. A menos que existam argumentos que justifiquem sua aplicação no repasse de receitas - questões tributárias, por exemplo.

30 (ATGÁS)	Não	A conta regulatória ainda não possui regulamentação definida, conforme reconhecido pela ANP, que está trabalhando em uma norma específica para adequação ao novo marco legal do gás. A falta de clareza sobre os componentes dessa conta gera insegurança. Ela foi introduzida na Nota Técnica nº 13/2019-SIM, que define como uma reconciliação de receita, registrando a diferença entre a RMP da transportadora e a receita efetiva. A conta regulatória não deve ser confundida com o repasse de receitas entre transportadores, que visa redistribuir a receita entre as empresas de acordo com suas RMPs. Além disso, o saldo da conta regulatória deve ser direcionado em benefício dos usuários do sistema onde ocorreu o desequilíbrio, sendo capturado nos exercícios seguintes via compensação tarifária. Para evitar impactos no equilíbrio financeiro das empresas, o repasse deve ser mensal, enquanto a conta regulatória é ajustada anualmente. A integração do mercado e o repasse de receitas precisam de regulamentação própria.
32 (FIESP)	Não	Não. Este é um acerto de contas entre as transportadoras. A conta regulatória deve ser utilizada especificamente para ajustar a RMP.
35 (IBP)	Não	O IBP entende que os valores apurados na conta regulatória não possuem essa finalidade e não devemos misturar os assuntos. Portanto, o IBP recomenda que para o repasse de receita entre as transportadoras deveria seguir a lógica descrita na resposta 19.
37 (NTS)	Não	A conta regulatória ainda não possui regulamentação definida, conforme reconhecido pela ANP, que está trabalhando em uma norma específica para adequação ao novo marco legal do gás. A falta de clareza sobre os componentes dessa conta gera insegurança. Ela foi introduzida na Nota Técnica nº 13/2019-SIM, que define como uma reconciliação de receita, registrando a diferença entre a RMP da transportadora e a receita efetiva. A conta regulatória não deve ser confundida com o repasse de receitas entre transportadores, que visa redistribuir a receita entre as empresas de acordo com suas RMPs. Além disso, o saldo da conta regulatória deve ser direcionado em benefício dos usuários do sistema onde ocorreu o desequilíbrio, sendo capturado nos exercícios seguintes via compensação tarifária. Para evitar impactos no equilíbrio financeiro das empresas, o repasse deve ser mensal, enquanto a conta regulatória é ajustada anualmente. A integração do mercado e o repasse de receitas precisam de regulamentação própria. Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.
38 (TBG)	Não	Ver contribuição via ATGÁS.
39 (TAG)	Não	A conta regulatória ainda não possui regulamentação definida, conforme reconhecido pela ANP, que está trabalhando em uma norma específica para adequação ao novo marco legal do gás. A falta de clareza sobre os componentes dessa conta gera insegurança. Ela foi introduzida na Nota Técnica nº 13/2019-SIM, que define como uma reconciliação de receita, registrando a diferença entre a RMP da transportadora e a receita efetiva. A conta regulatória não deve ser confundida com o repasse de receitas entre transportadores, que visa redistribuir a receita entre as empresas de acordo com suas RMPs. Além disso, o saldo da conta regulatória deve ser direcionado em benefício dos usuários do sistema onde ocorreu o desequilíbrio, sendo capturado nos exercícios seguintes via compensação tarifária. Para evitar impactos no equilíbrio financeiro das empresas, o repasse deve ser mensal, enquanto a conta regulatória é ajustada anualmente. A integração do mercado e o repasse de receitas precisam de regulamentação própria.

Questão 21

Identifique questões tributárias afetas ao repasse de receita entre transportadores.

ID	Respostas
10 (MITSUI)	Unificar a forma de faturamento entre as transportadoras evitando diferenças que levem a interpretações distintas que impliquem em tratamentos tributários diferenciados para a mesma natureza de prestação de serviço.
13 (PETRORECONCAVO)	Entendemos que questões tributárias relacionadas ao repasse de receita entre transportadores podem envolver a tributação de ICMS sobre as transferências de energia, o tratamento de PIS/COFINS, e a apuração de impostos sobre serviços prestados, conforme a legislação fiscal aplicável a cada operação e os contratos firmados entre as partes envolvidas.

14 (SHELL)	A Shell sugere a abertura de uma consulta pública específica para tratar a questão de repasse de receita entre transportadores e aprofundar a discussão sobre estrutura tarifárias.
16 (ARM)	Seria prematuro fazer qualquer comentário, sem que existe um regramento prévio, caracterizando como devem ser estruturadas essas operações.
22 (CIGÁS)	Será necessário aprofundamento das questões relacionadas em estudos específicos de forma a simplificar a contratação/operação para o carregador, sem onerar suas tarifas.
23 (SULGÁS)	O tema deve ser estudado de forma aprofundada ao longo da revisão da RANP nº 15/2014, mas, desde logo, defendemos que tal repasse de receita entre as transportadoras adote o modelo tributário menos oneroso aos carregadores.
26 (ABEGÁS)	Será necessário aprofundamento das questões relacionadas em estudos específicos de forma a simplificar a contratação/operação para o carregador, sem onerar suas tarifas.
27 (ABRACE)	O mecanismo de repasse de receita entre transportadores deve garantir a neutralidade tributária, a fim de não gerar aumento das tarifas.
28 (ABRAGET)	Em linhas gerais, a ABRAGET entende que o sistema tributário deve ser simplificado e repasses entre transportadoras não devem onerar carregador. Maiores detalhes nas contribuições encaminhadas na Carta ABRAGET 012/2025.
31 (CDU)	Em linhas gerais, o CdU entende que o sistema tributário deve ser simplificado e repasses entre transportadoras não devem onerar carregador.
35 (IBP)	O desenvolvimento desta questão foi enviado em documento separado para o e-mail de referência.
37 (NTS)	É preciso que o regulador crie normas que garantam que o estabelecimento de um sistema de transporte com tarifa unificada não impacte o equilíbrio econômico-financeiro dos agentes envolvidos, ou seja, que assegurem a neutralidade no processo. Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.
38 (TBG)	Ainda em análise.
39 (TAG)	No âmbito fiscal, a prestação de serviço é formalizada através de Nota Fiscal de Serviço NFSe ou CT-e e a venda de mercadoria é formalizada através da Nota Fiscal Eletrônica NFe. Inicialmente, não é visto como enquadrar o repasse de receita em nenhum desses institutos, restando como solução a Nota de Débito. Na nota de débito, há incidência de PIS e COFINS, já que isso representaria ingresso de receita, fato gerador desses tributos. Não haveria incidência do ICMS, pois o referido imposto incide apenas no transporte efetivamente realizado, vale ressaltar que o ICMS incidente na emissão de CTE tem mecanismo próprio pra ajuste de valor, não impactando portanto esse ajuste de contas entre transportadoras.

Questão 22

Há questões, aspectos ou informações adicionais que julgue pertinente e gostaria de abordar nesta consulta prévia?

ID	Respostas
1 (BRAVA)	<ul style="list-style-type: none"> - Flexibilização dos encargos extraordinários, uma vez garantido o volume de gás transportado na malha. Nessas situações, a aplicação de penalidades para alocações que não causariam impacto sistêmico não deve ser aplicada. - Maior assertividade na alocação do portfólio diário de gás, evitando revisões extemporâneas que impactam o carregador e gerando multas imprevistas que não podem ser mitigadas. Impactos e erros de portfólio causados diretamente pela transportadora não podem acarretar penalidades da transportadora, incluindo venda e compra compulsória de gás pelo carregador. - Maior transparência e previsibilidade das tarifas
2 (COMMIT)	<p>WACC</p> <p>A última taxa de remuneração estimada, conforme a nota técnica 013/2019/SIM, foi de 7,25% em termos reais. Nos itens seguintes, serão apresentadas as premissas adotadas para cada parâmetro, bem como sugestões de ajustes para que o cálculo do WACC esteja alinhado com os parâmetros atualmente em uso. Vale ressaltar que este tema requer uma análise mais detalhada e aprofundada, sendo fundamental que seja debatido em um processo posterior de revisão tarifária, a fim de garantir a adequação das taxas de remuneração às condições econômicas e ao perfil do setor.</p> <p>Beta</p> <p>O Beta foi estimado pela média dos betas desalavancados de 14 transportadoras internacionais. Atualmente, não é mais possível utilizar a mesma amostra de empresa. Sugerimos utilizar uma nova</p>

	<p>amostra ou a média histórica do Beta do setor "Oil&Gas distribution" dos EUA obtida dos dados disponibilizados pelo Damodaran.</p> <p>Taxa Livre de Risco</p> <p>A taxa livre de risco foi estimada pela média das % diárias dos 20 anos anteriores à data base do título do tesouro americano de 10 anos. Sugerimos mudar a série do tesouro americano para série da rentabilidade média anual do Tesouro Direto Nacional - Série B - NTN-B. O uso da NTN-B como proxy para o custo de capital reflete as condições do mercado financeiro e a percepção do risco de crédito do país.</p> <p>Prêmio de Risco de Mercado</p> <p>O prêmio de Risco de Mercado foi obtido pelo valor publicado pela KPMG no documento "Equity Market Risk Premium Research Summary". Seria mais aderente às práticas de mercado do prêmio de risco de mercado utilizar a metodologia tradicional do Prêmio de Risco de Mercado ($R_m - R_f$). Sendo,</p> <p>R_m: Taxa de retorno do mercado estadunidense R_f: Taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense</p> <p>Como sugestão de séries para os parâmetros citados acima:</p> <p>Taxa de Retorno de Mercado Estadunidense</p> <p>Sugerimos utilizar a média (de 20 ou 30 anos) da série dos retornos totais anuais do Índice Standard & Poor's 500.</p> <p>Taxa de Retorno do Ativo Livre de Risco Estadunidense</p> <p>Sugerimos utilizar a média (de 20 ou 30 anos) da rentabilidade média anual do título do governo americano com vencimento em 10 anos, por ser uma prática amplamente aceita no mercado. Os títulos do governo dos Estados Unidos, são considerados os mais seguros no mercado financeiro, com risco de crédito praticamente inexistente.</p> <p>Prêmio de Risco Brasil</p> <p>O prêmio de Risco Brasil foi estimado pela mediana da série histórica do índice EMBI+Brasil. Por mais que seja uma prática recorrente de mercado, a série EMBI+Brasil foi descontinuada em meados de 2024. Logo, será necessário identificar alternativa à série clássica. Uma das alternativas em avaliação pelo mercado é a utilização dos Outra opção é utilizar os Credit Default Swaps (CDS), que são derivativos de crédito amplamente empregados para avaliar o risco de crédito de países e empresas. Os CDS permitem comparações regionais e auxiliam os investidores na tomada de decisões sobre onde alocar seus recursos. Todavia, cabe ressaltar que é uma alternativa ainda em avaliação, que exigirá análises aprofundadas por parte da ANP.</p> <p>Estrutura de Capital</p> <p>Ao final do cálculo do WACC, o custo de capital próprio e o custo de terceiros são ponderados pela estrutura de capital. No caso do cálculo de 2019 da ANP, foi utilizada uma estrutura ótima de capital (30% de custo de terceiros e 70% para o custo de capital próprio) já que naquele momento, não havia dados suficientes no mercado de transporte de gás natural brasileiro. Atualmente, podemos utilizar a média das estruturas de capital reais das transportadoras de forma a refletir melhor a realidade.</p>
3 (CSN)	<p>Referencia: Questão 18 - Abatimento da RMP, com reflexos tarifários no ano n+2</p> <p>Ressaltamos que a publicação regular e transparente da conta gráfica é primordial para que todos os interessados acompanhem a evolução dos valores e verifiquem a conformidade com as normas regulatórias. A ANP precisa garantir o cumprimento dessa publicidade. Adicionalmente, as informações precisam ser eficientes para permitir a rastreabilidade da operação, diferenciando claramente penalidades, operações de curto prazo e outros componentes, proporcionando maior clareza à operação.</p> <p>Portanto, sugerimos à ANP a normatização não apenas das regras para utilização dos saldos, mas também da publicidade de forma padronizada, segregada e de fácil acesso, com periodicidade mensal.</p>
5 (ENEVA)	<p>a) Cobrança de ECNU ao carregador de entrada e cobrança integral do serviço de transporte aos carregadores de saída: O § 1º do Artigo 13 da Lei Federal nº 14.134/2021 ("Nova Lei do Gás") prevê que contratação da entrada e saída no transporte de gás natural podem ser contratadas independentemente uma da outra. Em linha ao disposto, sugerimos a melhor separação entre a contratação da entrada e saída em termos da aplicação da cobrança da tarifa. Em maiores detalhes, a aplicação de cobrança do serviço de transporte (entrada e saída) aos carregadores que contratam somente a saída pode inviabilizar operações de trading entre carregadores. Isso porque a referida cobrança só é realizada quando o gás é fisicamente retirado da malha, configurando o fechamento da rota. Em outras palavras, quando um carregador injeta gás, não há cobrança de transporte imediata, mesmo que haja respaldo legal para contratação independente. Na prática, esse volume pode ficar fisicamente na malha por meses, sem que a cobrança de entrada tenha sido fiscalmente realizada. Isso é prejudicial porque (i) o volume permanece no portfólio do carregador de entrada e ele acaba por ser cobrado de Encargo de Capacidade Não Utilizada (ECNU); (ii) se esse volume for</p>

	<p>transacionado com outro carregador, no momento da retirada física desse volume, a cobrança de transporte total (entrada + saída) incidirá totalmente no carregador de saída, caso tal carregador de saída possua contrato de entrada no ponto de injeção da malha (caso o carregador de saída não possua contrato de entrada no respectivo ponto de injeção da malha, a cobrança é direcionada para o carregador indicado na programação, desde que este possua contrato de entrada no ponto de injeção; caso este último também não possua contrato, é feito o tracking da injeção). Assim sendo, portanto, as atuais operações de trading entre carregadores estão prejudicadas pela supramencionada dinâmica, dado que, na maioria dos casos, o custo referente ao Ponto de Entrada não é cobrado do carregador responsável pela injeção (e integralmente cobrado do carregador responsável pela retirada). Pormenorizadamente, portanto, a cobrança de transporte do Ponto de Entrada pode ocorrer em duplicidade, dado que são cobrados (a) ECNU do Ponto de Entrada para o carregador de entrada, caso tenha sido contratada capacidade equivalente ao volume injetado; e (b) encargos referentes ao Ponto de Entrada e Ponto de Saída para o carregador de saída, caso possua contrato de entrada no ponto de injeção. Sugerimos, dessa forma, que a nova minuta de resolução preveja o fechamento da rota de todas as operações para assegurar a cobrança de entrada independentemente da saída. Sem prejuízo, este é um dos temas endereçados no âmbito do código de rede de tarifa.</p> <p>b) Cobrança de tarifa de interconexão simultânea à de entrada e saída: À luz do Artigo 16 da Lei Federal nº 14.134/2021 (“Nova Lei do Gás”), sugerimos que a tarifa de interconexão tenha tratamento regulatório de “tarifa incremental” exclusivamente nos casos em que os custos, despesas e investimento relacionados à interconexão ainda não tenham sido incorporados à Base Regulatória de Ativos (BRA), ou seja, sua construção tenha sido dada entre as periodicidades dos processos de proposta tarifária. Exemplificadamente, referimo-nos ao caso da interconexão da NTS e TBG, em que os custos de interconexão – considerando o tempo que esta foi construída – ainda há cobrança de entrada e saída para além da tarifa de conexão devida. A aplicação de tarifas de Entrada e Saída na interconexão, portanto, faz pouco sentido numa malha integrada, prejudicando a concorrência.</p>
6 (EQUINOR)	<p>1) Inclusão de flexibilidades nos cálculos de “Send or Pay” e nos outros encargos de transporte</p> <p>O modelo de “Send or Pay” diário imposto pelas transportadoras tem um impacto significativo na contratação de capacidade na malha de transporte. A predominância da produção de gás nacional proveniente de gás associado introduz uma grande volatilidade na gestão diária do portfólio do carregador. Essa situação leva à cobranças excessivas de Encargo de Capacidade Não Utilizada (ECNU), representando um custo irrecuperável ao carregador.</p> <p>Para mitigar esses desafios, algumas alternativas poderiam ser implementadas, como:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Flexibilização mensal/trimestral desses encargos. - Criação de uma tarifa que inclua um componente de flexibilidade em intervalos propostos pelas transportadoras. - Abatimento de valores pagos para volumes superiores aos contratados. - Desenvolvimento de um mercado de cessão de capacidade diário. <p>É importante destacar que a falta de flexibilidade pode resultar em uma subcontratação da capacidade contratada por parte dos carregadores, o quê, por sua vez, pode elevar a tarifa de transporte.</p> <p>Estrutura Tarifária nas Malhas de Transporte</p> <p>o critério para dividir a recuperação da Receita Máxima Permitida (RMP) entre o carregador de entrada e o carregador de saída Visa distribuir de maneira equitativa os custos e receitas levando em consideração o uso e a influência de cada carregador no sistema. Para assegurar que essa distribuição seja a mais justa, é fundamental implementar critérios de rateio que sejam claros e revisados periodicamente.</p> <p>É um critério baseado no uso proporcional da infraestrutura, considerando os volumes contratados nas entradas e saídas, seria mais justo e eficiente, proporcionando uma sinalização econômica mais adequada aos agentes.</p> <p>Atualmente, a alocação utilizada, na qual os carregadores de entrada arcam com 70% da RMP e os de saída com 30%, parte da suposição de que os carregadores de entrada possuem maior capacidade financeira para suportar os custos.</p> <p>O rateio ideal deve refletir os custos efetivamente gerados por cada carregador na utilização da infraestrutura. Em contrapartida, a alocação baseada na capacidade financeira desconsidera o impacto real de cada operação (entrada ou saída) sobre os custos totais do sistema, além de não respeitar a proporcionalidade entre o uso da infraestrutura e o custo gerado. Esse desalinhamento pode levar a distorções tarifárias, penalizando injustamente alguns carregadores.</p> <p>Adicionalmente, é importante destacar que, devido à predominância do gás nacional associado os eventos que geram penalidades e encargos ocorrem com muito mais frequência nos pontos de entrada do que nos pontos de saída. Esses eventos, associados a tarifas significativamente mais altas de entrada acabam onerando excessivamente os carregadores de entrada.</p>

	<p>2) Interligação entre o Plano Integrado de Expansão e a Revisão Tarifária das Transportadoras entendemos que deve haver uma dinâmica entre a formulação e revisões do Plano Integrado da malha de transporte e as revisões tarifárias. O Plano Integrado deve, com apoio da agência reguladora e transparência sobre as metodologias aplicadas, definir a classificação dos investimentos como:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Investimentos que não aumentam a capacidade de transporte e que devem ser integrados à Base de Remuneração Ajustada (BRA) das transportadoras. - Investimentos que representam uma ampliação da capacidade de transporte, sendo remunerados através de uma tarifa Incremental - Investimentos com finalidades específicas para um carregador, remunerados através de uma tarifa de Conexão. <p>Essa sinalização proporcionará uma melhor orientação às transportadoras e aos novos a cessantes da rede sobre os processos regulatórios a serem seguidos, conferindo maior agilidade e segurança jurídica aos investimentos a serem realizados.</p> <p>Sendo o que nos cabia para o momento, nos colocamos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais que se façam necessários.</p>
7 (GALP)	<p>Aproveitamos a oportunidade para parabenizar a ANP pela abertura da CP 01/2025 sobre a revisão dos critérios no cálculo das tarifas de transporte, que por ser uma atividade com características de monopólio natural é de suma importância a existência de uma regulamentação efetiva visando o desenvolvimento da cadeia de gás natural e que não encontre no transporte um obstáculo.</p> <p>Dentro deste contexto, gostaríamos de fazer referência a Carta Galp 00150/2023, de 31/10/23, protocolada no processo SEI 48610.234729/2023-21, na qual a Galp teve a oportunidade de compartilhar a sua experiência enquanto carregador e contratante do serviço de transporte de gás natural visando fornecer elementos sob a perspectiva do contratante para a atividade regulatória da Agência. Dessa forma, vislumbramos nessa Consulta Prévia uma excelente oportunidade de revisar os assuntos abordados na mencionada Carta. Devido a limitação de caracteres os pontos serão explorados de forma sucinta.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Apuração Encargo de Capacidade e a assimetria na base de apuração: A RMP é estipulada e aprovada com base anual. Contudo, de forma discrepante, o encargo de capacidade é apurado em base diária. Para maior equivalência entre a RMP e o encargo de capacidade cobrado dos carregadores, entendemos que o encargo de capacidade deveria também ser definido em base anual. Em termos práticos, se houvesse essa apuração na mesma base, teríamos maior flexibilidade e liquidez para o dia a dia operacional dos carregadores, sem prejudicar o transportador, visto que qualquer compensação em outro dia somente poderia ser realizada quando possível e permitido pelo próprio transportador. -Modelo de contratação por entrada e saída a elevada complexidade com baixa eficiência na gestão contratual: Apesar da contratação do serviço de transporte de gás natural ser no regime de entrada e saída, não se verifica uma concretização efetiva desse regime na execução dos contratos de transporte. Os diversos encargos aplicáveis pelo serviço de transporte estão sendo calculados com base nas alocações das quantidades de gás injetados nos pontos de entrada e retirados nos pontos de saída de forma integrada, além de existir uma complexidade despropositada no processo de nomeação de transporte pelos carregadores. -Penalidades aplicáveis aos carregadores - sistema de penalidades altamente punitivo e oneroso: Estamos observando que a previsão contratual de alteração intradiária está sendo utilizada pelos transportadores de forma a alterar significativamente para menos a quantidade de gás inicialmente nominada pelo carregador na nomeação diária e confirmada pelo próprio transportador na programação diária. -Envio controle portfólio: Tem se observado sistematicamente um descumprimento contratual (cl. 5 – Cont. Master) em relação ao envio das informações relativas ao portfólio dos carregadores, que tem impactado severamente a operação e gestão dos contratos da empresa. -Documento de Cobrança dos transportadores: Cada transportador possui uma interpretação sobre a forma de cálculo de encargos e penalidades e o carregador não recebe documentos de cobrança detalhados e com memória de cálculo de padronizada. É oportuno a harmonização do procedimento de cobrança entre eles e o compartilhamento com os carregadores do detalhamento do racional e memória de cálculo para tornar o procedimento auditável e mais transparente. Adicionalmente, destacamos o curto prazo para pagamento (em muitos casos o carregador possui menos de 10 dias para verificação e processamento do faturamento). -Pt único de recebimento para malhas de diferentes transp. e pts de interconexão: Devido especificidades operacionais do TECAB, entendemos que o seu pt de recebimento deveria ser um pt virtual único de recebimento para os transportadores, evitando a sobreposição e a sobrecarga de penalidades para os carregadores. Também entendemos que os carregadores não estejam sujeitos a penalidades devido as manutenções dos transportadores.

	<p>Critério de rateio de recuperação da RMP entre Entrada e Saída: Entendemos que como a tarifa de transporte é regulada, com impossibilidade de negociação entre as partes, deveria ser alocada uma menor proporção na entrada cerca de 20-30% e o remanescente 70-80% na saída. Essa configuração ao alocar a maior proporção na saída direciona o custo ao consumidor que é o responsável pelo pagamento do transporte, dessa forma evita-se o custo de transação operacional destes repasses entre comercializador e consumidor. A relação entre ambos deveria focar na negociação do preço da molécula, que é o espaço em que ambos possuem gestão para negociação, e que ao estimular a competição e expansão do mercado acabará reverberando em modicidade tarifária.</p>
8 (GBS)	<p>Levar em consideração as experiências de outros países, nos quais não há cobrança de tarifas relacionadas ao armazenamento de gás natural no transporte ou em que são aplicados elevados percentuais de desconto. De acordo com o Regulamento da União Europeia 2017/460 de 16 de março de 2017, a prática de descontos nas tarifas de transporte de gás para pontos de entrada e saída em instalações de armazenamento visa melhorar a flexibilidade do sistema e a segurança do abastecimento. Essa abordagem reconhece o papel significativo das instalações de armazenamento no equilíbrio entre oferta e demanda, especialmente durante os períodos de pico. Ao oferecer esses descontos, a UE visa evitar a dupla cobrança pelo transporte e promover o uso eficiente da infraestrutura de armazenamento.</p> <p>Além disso, o armazenamento de gás ajuda a reduzir a necessidade de redes de transporte maiores e de infraestrutura de importação, beneficiando os consumidores com preços de gás mais baixos. Assim, desde a adoção desse Regulamento, a redução nessas tarifas, já existentes em muitos países, foi incrementada, como demonstrado no quadro abaixo.</p> <p>Podemos compartilhar um estudo realizado entre 18 países nos anos de 2018 e 2021 que fomenta a solicitação acima, já que não é possível inserir imagens nessa resposta.</p>
10 (MITSUI)	<p>Superar a ausência de transparência pela falta de processos de revisão tarifária, definição de plano de investimentos e mecanismo de acompanhamento da receita das transportadoras, da conta regulatória, do repasse de receitas e das metas físicas e gastos eficientes para prestação dos serviços de transporte.</p> <p>Para constituição da revisão das tarifas, deveriam ser bem definidas: BAR e sua valoração através de consulta pública, Taxa de Remuneração (metodologia e cálculo) através de consulta pública e por fim, a revisão tarifária em si, também através de consulta pública;</p> <p>Atentar para diversos ativos que tiveram o investimento pagos diretamente por concessionárias locais de gás canalizado (distribuidoras) e portanto os valores desses ativos não devem compor a base de remuneração.</p>
13 (PETRORECONCAVO)	<p>Do ponto de vista do carregador, a regulamentação das tarifas de transporte de gás natural é um tema de grande relevância, especialmente considerando os impactos diretos que tais tarifas podem ter sobre a operação e a competitividade de nossos negócios. Embora a Nota Técnica possa já abranger uma série de aspectos técnicos e operacionais, é importante destacar que existem questões adicionais que merecem ser discutidas para garantir uma abordagem equilibrada e justa, tanto para os carregadores quanto para os transportadores de gás.</p> <p>Em primeiro lugar, é fundamental garantir que as tarifas de transporte de gás natural sejam estruturadas de maneira a promover a transparência e previsibilidade. Para os carregadores, a clareza sobre como as tarifas são definidas e ajustadas ao longo do tempo é essencial para o planejamento financeiro e operacional, especialmente em cenários de demanda flutuante. O impacto de ajustes tarifários inesperados ou mudanças regulatórias imprevistas pode resultar em custos adicionais, afetando a viabilidade econômica dos projetos e a competitividade no mercado.</p> <p>Além disso, a questão da alocação de custos entre os diferentes usuários do sistema de transporte merece atenção. A proposta de aplicar tarifas diferenciadas, ou ajustes específicos para usuários que causam ou aumentam a demanda no sistema, deve ser discutida de forma mais aprofundada. É importante que os carregadores que efetivamente geram a necessidade de expansão de infraestrutura não sejam sobrecarregados de maneira injusta. Deve-se avaliar se a implementação de uma metodologia de tarifação que leve em consideração o perfil de consumo de cada carregador é uma abordagem mais justa.</p> <p>Outro ponto relevante é a questão do tratamento das tarifas de transporte de gás natural em cenários de integração de novas fontes de gás ou de energias alternativas no mercado. A inclusão desses novos atores no sistema de transporte pode exigir ajustes nas tarifas ou uma revisão das regras de alocação de custos, o que deveria ser abordado para evitar distorções ou desvantagens competitivas para os carregadores que já operam no sistema.</p> <p>Por fim, é importante abordar as questões tributárias associadas ao transporte de gás natural e como elas podem impactar os custos das tarifas. A tributação sobre a receita de transporte, incluindo ICMS, PIS/COFINS, e outros encargos, deve ser considerada de forma que não aumente excessivamente os custos operacionais dos carregadores, impactando sua sustentabilidade no longo prazo.</p>

	<p>Em resumo, para que a regulamentação das tarifas de transporte de gás natural seja eficaz e justa, é crucial considerar a transparência, a equidade no repasse de custos e a viabilidade financeira das empresas carregadoras. A proposta de uma discussão aberta sobre esses pontos, com a inclusão de novas questões e aspectos, é essencial para o desenvolvimento de um sistema tarifário que atenda de forma eficiente e equilibrada a todos os usuários do mercado.</p>
14 (SHELL)	<p>1. Contexto Geral</p> <p>A consulta pública prévia CP001/2025 é muito ampla e aborda temas complexos como base regulatória de ativos, tratamento dos contratos legados, remuneração dos investimentos, custo de capital, projeção de volumes etc., que deveriam ser tratados de maneira independente.</p> <p>Como a regulamentação do setor elétrico está mais consolidada, nossa sugestão seria traçar um paralelo com as regulamentações vigentes e como a ANEEL atua com o tema - a título de comparação, no setor elétrico, diversos temas que a ANP consolidou nesta CP ensejam uma consulta pública específica.</p> <p>2. Penalidades</p> <p>A Shell sugere uma avaliação e revisão do arcabouço regulatório das penalidades (dosimetria, valores, aplicabilidade, etc), uma vez que, as penalidades possuem um caráter punitivo muito elevado.</p> <p>Tal fato ainda é mais relevante ao se observar que, do ponto de vista físico, mesmo garantindo o balanceamento da malha de gasodutos de maneira geral – ou seja, sem nenhum impacto sistêmico e/ou operacional – por uma diferença da alocação programada (quantidade de gás natural contratada para transporte) vs realizada (quantidade efetivamente transportada ou entregue), penalidades elevadas podem surgir.</p> <p>Nesse contexto, como sugestão a ser avaliada pela ANP, a Shell sugere a separação da avaliação física da contábil.</p> <p>Caso algum desbalanceamento impacte sistematicamente e diretamente a malha de gasodutos, em prol da segurança física e para evitar ingerências por parte dos carregadores, penalidades elevadas devem ser aplicadas.</p> <p>Por outro lado, caso o desbalanceamento seja do lado “contábil”, a sugestão da Shell é o desenvolvimento de uma estrutura de “pool de usuários” onde, caso eventual volume mais alto de determinado carregador seja compensando por um volume mais baixo de outro carregador – ou seja, mantendo o volume total inalterado – as penalidades não ocorreriam e os próprios carregadores se ajustariam</p> <p>3. Biometano</p> <p>A Lei 14.993/2024 – “Lei do Combustível do Futuro” - apresentou as bases para a estruturação do Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano, que estabeleceu a obrigatoriedade de redução de gases de efeito estufa (GHG), a ser compensada através da aquisição de biometano. Conforme estipulado pela Lei, essa obrigatoriedade terá início em 2026 com um percentual proposto de 1%, mas mediante aprovação final do CNPE.</p> <p>Diante desse contexto, a Shell considera oportuno discutir mecanismos para viabilizar a estruturação de uma cadeia de valor robusta para garantir a expansão e consolidação do biometano na matriz energética brasileira.</p> <p>É de suma importância a implementação de metodologia tarifária simples, transparente e com menor impacto aos agentes, de modo a incentivar a adesão ao uso de biometano e garantir a competitividade do mercado.</p> <p>A implementação de pontos de conexão ao sistema de transporte de gás natural, visando facilitar a integração do biometano à malha de transporte é elemento fundamental para o sucesso dessa nova regulamentação.</p> <p>A Shell possui conhecimento do interesse de algumas transportadoras em desenvolver operações comerciais de transporte de biometano através de seu gasoduto, porém existem desafios técnicos e regulatórios necessários para viabilizar um modelo de negócio que seja compatível com um mercado ainda incipiente.</p> <p>Sendo assim, a Shell sugere a abertura de uma consulta pública específica para tratar do tema.</p> <p>4. Mercado Secundário de Gás Natural</p> <p>A Shell sugere a abertura de uma consulta pública específica para iniciar a discussão regulatória do estabelecimento de um mercado secundário de gás natural.</p> <p>A possibilidade dos carregadores em realizar negociações da contratação de pontos de entrada e/ou de saída com terceiros, proporcionaria mais dinamismo ao setor de gás e mais segurança para as transportadoras, já que incentivaria a contratação firme e de longo prazo.</p>
15 (YARA)	<p>Sim. Como consumidor industrial com interesse direto na modicidade tarifária, previsibilidade regulatória e competitividade do mercado de gás natural, destacamos os seguintes pontos adicionais que consideramos essenciais para o aprimoramento da regulação tarifária:</p>

	<p>1. Simplificação contratual e das cobranças: A estrutura atual de contratação e faturamento é excessivamente complexa, despadronizada e com alto custo de transação. Essa realidade inibe a entrada de novos carregadores no mercado, especialmente aqueles com menor estrutura administrativa e financeira. Recomendamos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Harmonização e simplificação dos contratos entre diferentes transportadores; • Padronização dos documentos de cobrança, com memórias de cálculo claras e prazos razoáveis para verificação e pagamento; • Redução de assimetrias operacionais entre diferentes malhas e maior previsibilidade para os carregadores. <p>2. Assimetria entre a base de apuração da RMP e do Encargo de Capacidade: A Receita Máxima Permitida (RMP) é definida em base anual, mas o encargo de capacidade é apurado em base diária. Essa incongruência reduz a flexibilidade operacional dos carregadores e limita o aproveitamento de excedentes em dias subsequentes. Recomendamos que a ANP avalie a possibilidade de aplicação do encargo de capacidade em base anual, alinhando a cobrança à forma como a receita regulada é calculada.</p> <p>3. Complexidade na operacionalização do regime entrada-saída: Apesar da estrutura contratual ser por entrada e saída, na prática, os encargos são aplicados de forma integrada e com complexidade excessiva nas nomeações. Acreditamos que a plena efetivação do modelo entrada-saída requer maior integração operacional, padronização e transparência na execução contratual.</p> <p>4. Deficiência na comunicação de portfólio: Temos observado descumprimento na entrega tempestiva das informações de portfólio pelos transportadores. Tal falha prejudica a gestão contratual e operacional dos carregadores. Reforçamos a necessidade de obrigação regulatória para envio regular e padronizado dessas informações.</p> <p>5. Gestão de interconexões e penalidades em pontos com múltiplos transportadores: Destacamos a necessidade de criação de pontos virtuais únicos de recebimento em locais com sobreposição de malhas (ex: TECAB), de forma a evitar cobrança redundante de penalidades e conflitos operacionais. Além disso, sugerimos que a regulação deixe claro que eventos de manutenção da transportadora não devem ensejar penalização ao carregador.</p>
16 (ARM)	<ul style="list-style-type: none"> • O processo de revisão pela ANP deve atender aos princípios de Celeridade, Transparência, harmonização entre as transportadoras, clareza, previsibilidade quanto a evolução futura das tarifas e alinhamento com as Boas Práticas internacionais e deve atender a critérios de eficiência econômica, evitar ao máximo a discricionariedade e considerar a atividade de transporte, uma atividade de baixo risco. • A ANP deveria buscar estabelecer critérios claros e transparentes aumentando a informação aos agentes reduzindo a discricionariedade do processo de definição da BAR e da revisão tarifária como um todo, permitindo um melhor acompanhamento e participação de todos na elaboração de um marco regulatório efetivo e correto em linha com a normativa local e às boas práticas. • Importantes que temas transversais e mais complexos sejam colocados em Consulta Prévia fora dos períodos de revisão de tarifas, de forma a não adicionar carga de trabalho nas revisões tarifárias. A título de exemplo, a questão da BAR já poderia ter sido colocada em discussão há mais tempo e não pode agora ser justificativa de atraso e manutenção de tarifas provisórias. No caso da Taxa de remuneração, é prática na regulação colocar esse tema para discussão antecipada. • Dentre o roll de serviços que uma transportadora poderia realizar (considerando práticas em outros países) são: i. serviços associados a fibras óticas, cabos de telefonia e internet, etc., utilizando instalações gasistas; ii. serviços de balanceamento; iii. venda de energia elétrica (sobras de autoconsumo) a terceiros; iv. Serviços de O&M a outros agentes como: inspeção, manutenção, operação, reparação, odorização, etc.; v. serviços de administração geral como: compras, assessorias diversas; vi. Serviços de laboratório, engenharia, construção, etc. • A Resolução CNPE nº 3 de 2022, estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural, os aperfeiçoamentos de políticas energéticas voltadas à promoção da livre concorrência nesse mercado e enfatiza a adoção de boas práticas internacionais e o aumento da transparência em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros. • Assegurar a recuperação dos investimentos realizados, considerando a vida útil dos ativos e permitir uma razoável rentabilidade dos recursos financeiros investidos. O sistema de retribuição dos custos de exploração da atividade deve incentivar uma gestão eficaz, a melhoria da produtividade, que deve em parte retornar aos consumidores e usuários do sistema. • Considerar os custos necessários para realizar a atividade por uma empresa eficiente, com um menor custo para o sistema gasista e com critérios homogêneos em todo território. Deve estar estruturado para a compreensão e tomada de decisões de todos os interessados, visando uma transição progressiva, ordenada e transparente.

	<ul style="list-style-type: none"> • Estimular a contínua melhora de produtividade nos custos de O&M em respeito ao ciclo anterior com a prática de Fatores de Eficiência – Fator X nas revisões tarifárias, de forma a dividir de forma equitativa os ganhos de eficiência entre as empresas e os usuários e consumidores. • A cobrança de penalidades só deve ser realizada quando ocorrer desequilíbrio no balanço da Transportadora, pois se um carregador desviou para mais e outro para menos, um irá compensar o outro. • Não permitir o uso discriminatório das capacidades de transporte – conceito “Use it or Lose it”. Avaliar a adoção de sistema onde, passados 6 meses do início do fornecimento, se a capacidade utilizada for inferior a 80% a capacidade contratada se ajustará automaticamente ao percentual efetivamente utilizado, ficando disponível à terceiros. Sempre que houver infra utilização continuada de uma capacidade reservada e a manutenção dessa condição pode estar ocasionando a negativa de outra solicitação, se poderá reduzir a capacidade contratada com a perda da parte da fiança proporcional à parcela suprimida.
18 (QUANTUM)	<p>A taxa de custo de capital para o setor de transporte foi estimada em 2019 e precisa ser atualizada para ser aplicada em processos tarifários futuros.</p> <p>A metodologia utilizada pela ANP está alinhada com as práticas nacionais e internacionais, entretanto, é possível indicar alguns pontos de aprimoramento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Uso das maiores séries temporais disponíveis, com exclusão de valores atípicos ou outliers; • Estimação do Prêmio de risco de mercado como a diferença entre a média dos retornos do mercado acionário, representado pelo índice SP500, e a taxa livre de risco. Realizar o cálculo a partir dos dados originais e não utilizar fontes secundárias; • Revisão da amostra de empresas empregadas no cálculo do Beta setorial. Dado que o Beta permite estimar o risco setorial, as empresas que compõem a amostra devem pertencer ao setor de transporte de gás natural, portanto deve ser definido um critério de seleção das empresas. Classificação segundo a atividade: Exemplo SIC Code 4922 (Natural gas Transmission) ou GICS 10102040 (Oil and Gas Storage and Transportation) / GICS 55102010 (Gas utilities); <p>Ter pelo menos 50% das receitas provenientes da atividade de transporte ou armazenamento de gás natural ou 50% dos ativos no segmento de transporte ou armazenamento;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estimar uma estrutura de capital ótima para o setor de transporte de gás natural, em substituição do valor empregado na Nota Técnica nº 019/2023, baseada no setor de transmissão de energia elétrica. • A série EMBI+ Brasil foi descontinuada em meados de 2024. Portanto, será necessário empregar uma opção alternativa. Uma das alternativas disponível é a utilização do índice EMBIG Brasil elaborado por JP Morgan.
19 (VEIRANGO)	<p>Questão #1 - Celeridade na aprovação da nova minuta de resolução:</p> <p>Diante dos demais passos ainda exigidos pelo Regimento Interno da ANP para aprovação da nova minuta de resolução, tais como a realização de Consulta e Audiência Públicas e aprovação pela Diretoria Colegiada, persiste preocupação quanto à viabilidade dessa aprovação antes do início do Ciclo Tarifário 2026-30.</p> <p>A fim de evitar incertezas aos carregadores que decorreriam do início do novo ciclo tarifário sem a revisão da RANP 15/2014, protestamos pela celeridade na condução dos processos para elaboração, revisão e aprovação da nova minuta de resolução. Nesse sentido, entendemos por pertinente que temas mais incipientes abordados na Nota Técnica (tais como a regulação por incentivos e a criação de modalidades tarifárias específicas para certos agentes) sejam destacadas para posterior discussão no âmbito da Agenda Regulatória da ANP para que haja maior foco neste momento na determinação de pontos basilares da regulação tarifária que carecem de certeza e tecnicidade, tais como a definição de critério para valoração da BRA e para cálculo da depreciação.</p> <p>Questão #2 – Transparência</p> <p>Na linha das diretrizes políticas setoriais estabelecidas pela Res. CNPE nº 3/2022, especialmente aquela que determina o aumento da transparência em relação à formação de preços, aproveitamos a oportunidade para reforçar junto à ANP a importância da transparência com relação a todos os parâmetros tarifários relevantes para o acesso à malha.</p> <p>Questão #3 – Lições aprendidas – evitar erros do passado</p> <p>O histórico recente demonstrou que a falta de previsibilidade e clareza na formação das tarifas pode comprometer a confiança no mercado, afetar investimentos e gerar distorções concorrenciais que prejudicam o desenvolvimento sustentável do setor.</p> <p>Questão #4 – Outros princípios gerais</p> <p>A Resolução CNPE nº 3/2022 estabelece diretrizes estratégicas para o novo mercado de gás, incluindo transparência na formação de preços e harmonização regulatória. A metodologia tarifária deve seguir princípios de eficiência econômica e objetividade, garantindo retorno adequado aos investidores e incentivando a gestão eficiente.</p>
20 (ZENERGAS)	<p>A prática regulatória da transparência no processo de revisão tarifária no âmbito do Transporte é uma preocupação que permeia os agentes e deve ser objeto de especial atenção por parte da ANP.</p>

	<p>O histórico existente em Consultas Públicas realizadas em 2023 revela sérias questões de falta de transparência e entendemos que existe uma oportunidade real de serem sanadas diversos problemas encontrados conforme descrevemos:</p> <p>A consulta pública 15 de 2023 da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) foi realizada e tratou de uma atualização de dados e tarifas, sem, entretanto, entrar no mérito de uma revisão tarifária completa. A consulta foi convocada pela agência em outubro para analisar as propostas tarifárias das transportadoras no processo de oferta e contratação de capacidade disponível de transporte de gás natural em gasodutos. Porém, o processo acabou criando uma imensa frustração do mercado pela ausência da NTS e limitar-se à avaliação das propostas apresentadas pela TAG (Transportadora Associada de Gás S/A, TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil) e TSB (Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A). É usual na esfera regulatória que seja apresentada a documentação aos interessados com uma análise prévia das propostas das empresas em foco, no caso as transportadoras, como um filtro técnico e inicial para que todos conheçam o posicionamento prévio da ANP. No caso, nada disso foi divulgado. Também foram negadas as solicitações para prorrogação do prazo de 15 dias corridos para a consulta pública enviados pelos produtores, consumidores e distribuidores. Segundo a ANP, a NTS (Nova Transportadora do Sudeste S.A.) e a GOM (Gás Ocidente do Mato Grosso LTDA) não tiveram suas tarifas incluídas no processo por não ter apresentado as informações e os documentos no prazo solicitado ou por não estarem de acordo com as orientações da própria agência. Ou seja, as partes interessadas, ficaram no vácuo, sem qualquer certeza de que o processo de definição de tarifas seria complementado para as transportadoras, que, em tese, deveriam ser consideradas inadimplentes com a regulação e devidamente penalizadas. Na CP17 repetem-se problemas identificados na CP15.</p> <p>No item III- Procedimento da NT 10/2023/SIM-CAT/SIM/ANP-RJ consta uma descrição de que no período que precedeu e sucedeu a CP 15 foram encaminhadas 7(sete) versões por parte da NTS de proposta tarifária, sendo essa sétima versão submetida à Consulta Pública.</p> <p>A citada Nota Técnica em seu item 6, ora transcrita ressalta que:</p> <p>“Tendo em vista a importância de se realizar a contratação firme da capacidade de transporte de 2024 o mais breve possível, a equipe técnica da SIM/ANP decidiu submeter tal proposta nos termos apresentados pela NTS, após implementados os ajustes decorrentes das diversas tratativas realizadas entre a Transportadora e a Agência, entendendo como atendidas as diretrizes listadas na Seção V emanadas pela SIM/ANP ou que tenham sido justificadas suficientemente as razões para não atendimento de determinado item”. Entendemos que é incompatível com a função da ANP se abster de apresentar Notas Técnicas com propostas próprias.</p> <p>Sugerimos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Que a ANP inicie o processo em data compatível com a necessidade regulatória. O processo atual não pode resultar em atrasos. - A ANP deve apresentar em suas Consultas Públicas, Notas Técnicas com propostas e análises próprias, abstendo-se de colocar documentos das transportadoras autorizadas. É papel da ANP realizar o filtro e submeter a sua proposta à sociedade. - Por que a ANP não efetuou qualquer tipo de penalidade à transportadora por causar tantos problemas e atrasos sistemáticos ao não cumprir as diretrizes da ANP em 6 versões distintas? - A eventual redução da burocracia sob a égide da Nova Lei do Gás não significa um passe livre passe livre para a autorregulação por parte das empresas. O papel da ANP deve ser reforçado para se evitar a atuações excessivas por parte dos agentes regulados.
21 (COMGÁS)	<p>Para mitigar a incerteza que pode afetar os carregadores devido ao possível início de um novo ciclo tarifário sem as revisões adequadas da RANP 15/2014, é essencial acelerar o processo de elaboração, análise e aprovação da nova minuta de resolução. Sugerimos que temas menos urgentes mencionados na Nota Técnica, como a regulação por incentivos e novas modalidades tarifárias para determinados agentes, sejam reservados para discussões futuras dentro da Agenda Regulatória da ANP. Isso permitiria que o foco atual se concentre em estabelecer e clarificar os aspectos fundamentais da regulação tarifária que exigem definições precisas e técnicas, incluindo a unificação dos critérios para a valoração da BRA e o cálculo de depreciação.</p> <p>Além da transparência e segurança jurídica aos usuários, a revisão da RANP 15/2014 e discussões adendas à resolução deve garantir a oferta de gás competitivo e fomentar a oportunidade de um sistema de transporte nacional com gestão integrada, com rateio unificado de custos por volumes transportados. O fortalecimento do transporte se dará pela sua efetiva utilidade e não por mecanismos de imposição de custos aos usuários. O transporte existe para servir ao usuário e não o contrário.</p> <p>Conforme estipulado pela Resolução CNPE nº 3/2022, que destaca a necessidade de ampliar a transparência na formação de preços, características e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros, ressaltamos a importância de a ANP adotar uma postura de total transparência com relação a todos os parâmetros tarifários essenciais para o acesso à rede de transporte de gás.</p>

	<p>No contexto atual do setor de gás, onde a equidade no acesso às infraestruturas e a clareza das informações são cruciais para a atuação justa dos agentes econômicos, torna-se evidente que experiências anteriores na regulação tarifária não conseguiram assegurar uma transparência suficiente. Isso resultou em barreiras que podem prejudicar a desmonopolização do mercado e impactar negativamente as metas governamentais para o setor.</p> <p>Por isso, reiteramos a necessidade de a ANP implementar uma "transparência ativa", divulgando de maneira clara e antecipada, antes da próxima revisão tarifária, as bases de cálculo tarifário utilizadas nos Contratos Legados, assim como as justificativas detalhadas para quaisquer mudanças nas condições estabelecidas nos Acordos de Redução de Flexibilidade da Petrobras. Essa abordagem não só reforça os pedidos já expressos por diversos agentes de mercado, mas também é fundamental para garantir a confiança e a estabilidade necessárias para o desenvolvimento saudável e competitivo do setor.</p>
22 (CIGÁS)	<ul style="list-style-type: none"> • Transparência absoluta: Na linha das diretrizes políticas setoriais estabelecidas pela Res. CNPE nº 3/2022, especialmente aquela que determina o aumento da transparência em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros, aproveitamos a oportunidade para reforçar junto à ANP a importância da transparência absoluta com relação a todos os parâmetros tarifários relevantes para o acesso à malha. É crucial que a ANP promova medidas de "transparência ativa" e divulgue, desde já – e impreterivelmente antes da próxima revisão tarifária, as premissas de cálculo tarifário aplicadas sob os Contratos Legados, e seus aditivos, BRA e definição de metodologia tarifária. Dessa forma, para evitar a repetição de erros do passado, é essencial que a nova regulação tarifária contemple mecanismos de transparência absoluta, permitindo que o mercado exerça um papel ativo na validação e no aprimoramento dos processos decisórios. Isso não apenas fortalecerá a credibilidade do setor, mas também criará um ambiente mais estável e competitivo para todos os participantes. • Revisão das penalidades (dosimetria, valores, aplicabilidade, duplicidade, equilíbrio, entre outros) por se mostrarem excessivas aos carregadores. Necessidade de equilíbrio nas penalidades entre transportadores e carregadores de modo a promover justiça, eficiência e a segurança operacional. • Apuração flexível do ECNU (pelo menos mensal). Buscar maior flexibilidade ao carregador, considerando a recuperação de saldos do ECNU (abatimento de valores pagos) para volumes acima dos contratados, de acordo com limites definidos pelos transportadores para não impactar no sistema operacional de transporte. • Gás Desconforme: não há penalização ao transportador; o gás desconforme entregue não estaria sujeito à penalidade de falha de serviço de transporte; de forma que, com base no princípio da isonomia, os transportadores assumam os mesmos ônus e custos que são exigidos dos carregadores. • Garantias do Contrato de Transporte de Gás Natural: apesar de reconhecer a importância da exigência de garantia, sugere-se a inclusão da "Garantia Corporativa" ou "Limite de Crédito Corporativo, com base na avaliação do Rating Corporativo" como mais uma opção entre as garantias do contrato exigidas pelas transportadoras. • Simplificação dos GTAs; • A modificação do regulamento de critérios para o cálculo das tarifas de gás natural deve contemplar as particularidades regionais. O Brasil detém grande extensão territorial com diversidade de clima, ambiente, economia, cultura, dentre outros. Assim, entendemos que o mercado de gás no país se encontra em diferentes estágios. Por exemplo na região norte, o único sistema de transporte existente é o gasoduto Urucu-Coari-Manaus que é um sistema isolado, mas extremamente relevante para a região. Frisa-se que o gasoduto foi proveniente de política pública, com vistas a mudança da matriz energética da região e permite a entrega do gás à seis municípios do estado do Amazonas, tendo como principal utilização a geração de energia elétrica. Por fim, é importante que seja levado em consideração os estágios que se encontram o mercado de cada estado, de forma a promover uma regulação justa e correta, permitindo o desenvolvimento sustentável de todas as unidades da federação.
23 (SULGÁS)	<p>Sim, a questão adicional que julgamos pertinente e gostaríamos de abordar nesta consulta prévia é a adoção da estrutura tarifária postal, conforme exposto abaixo.</p> <p>Entendemos que a tarifação postal desempenha papel central na redução das disparidades regionais incidentes sobre as tarifas do transporte de gás natural. Como é de conhecimento desta D. Agência, a Sulgás está situada em um dos pontos de saída mais custosos do sistema interligado de transporte de gás natural, de modo que os carregadores da região em questão contratam sua capacidade de transporte a um valor substancialmente mais alto do que os carregadores que estão mais próximos às infraestruturas de upstream de gás natural. No caso da Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. ("TBG"), por exemplo, a disparidade nos custos do transporte entre os Estados aumenta a cada ciclo tarifário, em que a tarifa postal gradativamente cede lugar à locacional.</p>

	<p>Com efeito, compreende-se que a diretriz da ANP favorável à estrutura tarifária de entrada-saída é baseada no esforço para a abertura do mercado de gás natural, uma vez que o modelo favorece a entrada de novos carregadores e aumenta a liquidez do sistema. Acontece, porém, que a idealizada abertura do mercado não ocorre na velocidade desejada e, neste ínterim, a região Sul paga uma conta maior que outras localidades. Há uma série de fatores que influenciam este movimento de mercado – e.g., economia local, industrialização e preços da molécula –, mas não há dúvidas de que o preço do transporte contribui direta e significativamente para este panorama.</p> <p>Independentemente da avaliação do custo desigual imputado aos carregadores da região sul do país, a aplicação da estrutura de tarifas postais é uma diretriz imposta pelo Governo Federal por meio do Decreto nº 12.153/2024 (“Decreto do Gás para Empregar”). Como é de conhecimento desta d. Agência, o Decreto em questão alterou os dispositivos do Decreto nº 10.712/2021 (“Decreto da Lei do Gás”) para prever que, enquanto não forem concluídas as ações regulatórias referentes às tarifas de transporte, “a ANP adotará preferencialmente a modalidade postal para as tarifas de transporte, com vistas à mitigação de condições que possam favorecer discrepâncias acentuadas entre as regiões do País” (§5º do art. 26 do Decreto da Lei do Gás).</p> <p>O Decreto trouxe, pois, o comando expresso no sentido de que a ANP deverá conferir tratamento preferencial à modalidade postal para as tarifas de transporte enquanto não terminarem as ações regulatórias acerca do transporte de gás natural. Ora, a própria abertura desta Consulta Prévia é a comprovação de que as ações regulatórias acerca do transporte ainda não se encerraram, de maneira que, no tratamento a ser dado pela ANP quando da apresentação dos estudos e da minuta de resolução que substituirá a RANP nº 15/2014, as tarifas postais deverão manter a adoção preferencial prevista no Decreto da Lei do Gás, sob pena de descumprimento da previsão regulamentar.</p> <p>Embora a ANP goze das competências que foram a ela delegadas por meio das Leis nº 9.478/1997 (“Lei do Petróleo”) e nº 14.134/2021 (“Lei do Gás”), tal delegação, nas palavras de L. Roberto Barroso, “não pode ser ‘em branco’, isto é, desacompanhada de parâmetros ou diretrizes obrigatórias”. A vinculação das Agências Reguladoras aos standards definidos em lei – ou, no caso em análise, em decreto que fará as vezes de lei em sentido material – já foi reconhecida pelo próprio Supremo Tribunal Federal (“STF”).</p> <p>Por tudo quanto foi exposto, a Sulgás solicita que a ANP confira um tratamento preferencial à estrutura tarifária postal ao garantir que ela represente 100% (cem por cento) das tarifas das transportadoras até que todas as adequações regulatórias sobre os serviços de transporte de gás natural sejam concluídas.</p>
26 (ABEGÁS)	<ul style="list-style-type: none"> • Transparência absoluta: Na linha das diretrizes políticas setoriais estabelecidas pela Res. CNPE nº 3/2022, especialmente aquela que determina o aumento da transparência em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros, aproveitamos a oportunidade para reforçar junto à ANP a importância da transparência absoluta com relação a todos os parâmetros tarifários relevantes para o acesso à malha. É crucial que a ANP promova medidas de “transparência ativa” e divulgue, desde já – e impreterivelmente antes da próxima revisão tarifária, as premissas de cálculo tarifário aplicadas sob os Contratos Legado, e seus aditivos, BRA e definição de metodologia tarifária. Dessa forma, para evitar a repetição de erros do passado, é essencial que a nova regulação tarifária contemple mecanismos de transparência absoluta, permitindo que o mercado exerça um papel ativo na validação e no aprimoramento dos processos decisórios. Isso não apenas fortalecerá a credibilidade do setor, mas também criará um ambiente mais estável e competitivo para todos os participantes. • Revisão das penalidades dos contratos de transporte de gás natural - GTAs (dosimetria, valores, aplicabilidade, duplicidade, equilíbrio, entre outros) por se mostrarem excessivas aos carregadores. Necessidade de equilíbrio nas penalidades entre transportadores e carregadores de modo a promover justiça, eficiência e a segurança operacional. • Apuração flexível do ECNU nos GTAs (pelo menos mensal). Buscar maior flexibilidade ao carregador, considerando a recuperação de saldos do ECNU (abatimento de valores pagos) para volumes acima dos contratados, de acordo com limites definidos pelos transportadores para não impactar no sistema operacional de transporte. • Gás Desconforme nos GTAs: tema que deveria ser reavaliado, quando a entrega se dá por meio de ativos de transporte. • Garantias dos GTAs: apesar de reconhecer a importância da exigência de garantia, sugere-se a inclusão da “Garantia Corporativa” ou “Limite de Crédito Corporativo, com base na avaliação do Rating Corporativo” como mais uma opção entre as garantias do contrato exigidas pelas transportadoras. • Simplificação dos GTAs. • A modificação do regulamento de critérios para o cálculo das tarifas de gás natural deve contemplar sistemas isolados, a exemplo do estado do Amazonas. Na região norte, o único sistema de transporte existente é o gasoduto Urucu-Coari-Manaus que é um sistema isolado, mas

	extremamente relevante para a região. Frisa-se que o gasoduto foi proveniente de política pública, com vistas a mudança da matriz energética da região e permite a entrega do gás à seis municípios do estado do Amazonas, tendo como principal utilização a geração de energia elétrica.
27 (ABRACE)	<p>Atualmente, cada transportadora aplica uma estrutura diferente para a composição tarifária e cobrança de encargos adicionais. Para permitir melhor transparência e entendimento pelos carregadores, acerca dos custos relativos ao acesso ao transporte, seria desejável que houvesse a padronização da estrutura das componentes envolvidas no cálculo tarifário. Ademais, é preciso que a regulação garanta um processo transparente em relação à aquisição do Gás de Uso do Sistema (GUS). Atualmente, seu custo é informado a posteriori, podendo haver variação de até 40%.</p> <p>Diante do exposto, reforçamos o nosso pleito à ANP para que exija das transportadoras transparência dos custos de aquisição do GUS para todo o mercado, e não apenas na fatura que é endereçada ao carregador.</p> <p>Por fim, seria desejável haver um equilíbrio das penalidades. Hoje a contratação comporta inúmeras penalidades que trazem incertezas ao real custo de acesso ao sistema de transporte, por exemplo, a forma de cálculo do ECNU, em periodicidade diária, permite pouca flexibilidade ao carregador em modular a sua contratação. Se esse encargo fosse apurado mensalmente, considerando as movimentações excedentes, reduzir-se-ia o custo de acesso, mantendo-se o compromisso de garantir a receita permitida à transportadora. Ainda, a discussão da definição dos multiplicadores de curto prazo guarda relação com a aplicação dos encargos de capacidade excedentes autorizadas e não autorizadas. O nível dessas penalidades deve estar associado à otimização do sistema e não apenas em “forçar” uma contratação firme, enquanto o sistema estiver ocioso. Isso implica em dar maior dinamicidade às “contratações interruptíveis” via programação de excedentes.</p> <p>Assim, consideramos prudente a avaliação do regulador dos pleitos encaminhados pelos carregadores, a respeito dessas cobranças.</p> <p>Gostaríamos de registrar que pela ausência de espaço para justificar algumas das nossas opções, a exemplo da questão n. 6, 12 e 18, enviamos nossas propostas e justificativas também por e-mail.</p>
28 (ABRAGET)	<p>Sugerimos que o critério para o rateio da recuperação da RMP (% alocado para o carregador de entrada x % alocado para o carregador de saída) seja revisitado periodicamente, observando critérios objetivos, tal como os volumes contratados nas entradas e saídas, excluídas as interconexões.</p> <p>A atual alocação 70% x 30%, baseada exclusivamente na hipótese de que os carregadores de entrada possuem maior porte financeiro não se aplica adequadamente a todas as situações e pode criar distorções tarifárias.</p> <p>Ademais, nas transportadoras em que a quantidade contratada nos Ponto de Entrada é consideravelmente menor que nos Pontos de Saída (como é o caso da TBG) a alocação 70% x 30% implica em aumento tarifário para o sistema. A alocação baseada nas quantidades contratadas de Entrada e Saída, além de ser um critério objetivo, contribuiria para a maior estabilidade das tarifas.</p>
29 (ABIQUIM)	<p>A Resolução CNPE nº 3 de 2022 estabeleceu diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural no Brasil, com o objetivo de promover a livre concorrência e a transparência no setor. A resolução introduziu várias premissas, incluindo a adoção de boas práticas internacionais, o aumento da transparência em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros, e a promoção da harmonização entre as regulações estaduais e federal.</p> <p>Não obstante o intuito no sentido de melhor desenvolver o mercado, o setor de transporte de gás natural no Brasil enfrenta um problema crônico que afeta diretamente os consumidores. A falta de transparência e eficiência no setor de transporte de gás natural tem gerado consequências graves para os consumidores, com efeitos indesejáveis para o mercado como um todo.</p> <p>As tarifas de transporte representam uma parcela significativa do preço final do gás natural e, ao longo dos anos, têm sido diretamente impactadas pelos chamados Contratos Legados, contratos de serviço de transporte ainda vigentes onde a Petrobras detém posição de carregador inicial, derivada da venda de seus ativos de transporte para atendimento ao TCC (Termo de Compromisso de Cessação de Prática), consubstanciando-se numa operação comercial entre agentes privados, e com pagamento das receitas previstas nesses contratos garantido, em sua totalidade, pela Petrobras.</p> <p>No entanto, a falta de transparência destes contratos quanto aos seus impactos frente as tarifas de transporte praticadas para todos os demais usuários é um obstáculo significativo para a implantação de um mercado de gás natural mais competitivo e transparente no Brasil, tanto em decorrência da preservação de suas receitas em termos absolutos, quanto na atribuição de sigilo e assimetria de informações entre, de um lado, Petrobras e transportadores e, de outro, carregadores e consumidores, uma vez que tais contratos podem não guardar correspondência com a remuneração justa e razoável que deveriam ter, baseada nos custos do serviço e no adequado retorno do capital investido.</p> <p>Neste sentido, o regime tarifário desempenha um papel crucial para equilibrar interesses de todas as empresas reguladas da cadeia do gás, bem como promover o bem-estar dos consumidores. A</p>

	<p>Metodologia para determinar a retribuição das instalações de transporte deve atender a critérios de eficiência econômica, transparência e objetividade, seguindo boas práticas internacionais, como preconiza a própria Resolução CNPE nº 3 de 2022, de modo a assegurar a recuperação dos investimentos realizados, considerando a adequada vida útil dos ativos e permitir uma razoável rentabilidade dos recursos financeiros investidos.</p> <p>A adoção de boas práticas internacionais é fundamental para garantir a transparência e a justiça no mercado de gás natural. A União Europeia é um exemplo de como as boas práticas internacionais podem ser implementadas para promover a concorrência e a transparência no setor.</p> <p>A Consulta Prévia nº 01/2025 é uma oportunidade importante para os agentes do setor contribuírem com as tarifas que serão aplicadas para o futuro. A revisão tarifária e periódica das tarifas de transporte e o devido acompanhamento da Base Regulatória de Ativos são estritamente necessários para evitar privilégios indevidos e garantir que as tarifas reflitam condições de mercado e eficiência do setor. Pelo exposto, é fundamental que a ANP seja eficiente em garantir ampla participação social e ter todo o processo concluído antes do final do ano, para corrigir eventuais distorções e assegurar maior segurança jurídica e oportunidades de investimentos em toda a cadeia do gás.</p>
30 (ATGÁS)	<p>CUSTO DE CAPITAL</p> <p>O custo médio ponderado de capital-WACC é um componente central do cálculo tarifário, sendo de extrema relevância que este represente, ponderadamente, o retorno esperado por investidores e o custo atualizado da dívida, de forma estimular novos projetos de investimento sem onerar excessivamente o consumidor final.</p> <p>A metodologia vigente de WACC, estabelecida em 2019, considera parâmetros do mercado norte-americano de títulos públicos para a estimativa da taxa livre de risco e para o custo da dívida, “calibrando” o risco para o mercado brasileiro através da inclusão de um prêmio de risco país. No entanto, o resultado dessa metodologia apresenta grande divergência em relação aos custos vigentes no mercado brasileiro, o que acarretaria uma defasagem muito significativa no resultado do WACC, caso fosse mantida a metodologia estabelecida em 2019. Dessa forma, a utilização de fatores do mercado brasileiro para o cálculo do WACC, especificamente para a taxa livre de risco e o custo do capital de terceiros, traz transparência, efetividade e aderência da metodologia do WACC aos parâmetros de mercado, eliminando a necessidade de ajustar variáveis de mercado externo ao mercado local.</p> <p>A utilização de variáveis locais para o cálculo do WACC encontra respaldo na maturidade do mercado brasileiro, tanto para o título público NTN-B (Notas do Tesouro Nacional Série B) quanto para as debêntures incentivadas (Lei 12.431), ambos com amplo histórico de retornos disponíveis e de fácil acesso em renomadas fontes de consulta na internet.</p> <p>ESTRUTURA DE CAPITAL</p> <p>Considera-se que a proporção 70/30 para capital próprio/terceiros vigente continua adequada, como composição média de capital, dada a desalavancagem esperada pelas companhias, associada ao fim da receita garantida oriunda de contratos legados que ancoram novas captações a custos competitivos, bem como a adoção pela ANP, como regra geral, de contratos de prazo curto (até um ano) para reserva de capacidade.</p> <p>MANUTENÇÃO DO CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO AO LONGO DA VIDA ÚTIL DOS PROJETOS DE EXPANSÃO</p> <p>O instrumento de financiamento mais utilizado pelos setores de infraestrutura no Brasil, são as debêntures incentivadas que, por sua vez, são estabelecidas com taxas prefixadas (IPCA + Taxa de juros reais). Essa característica exigiria uma taxa de retorno (WACC) minimamente estável para esses investimentos. Sendo assim, a manutenção do valor do custo do capital próprio (Ke Fixo) ao longo da vida útil dos projetos de expansão, garantiria a estabilidade parcial do próprio WACC, trazendo segurança e previsibilidade para o investidor</p> <p>PRÊMIO ADICIONAL EM PROJETOS DE EXPANSÃO.</p> <p>Para incentivar o investimento em novos projetos de expansão da malha de transporte de gás no Brasil, especialmente naqueles que trazem benefícios ambientais, um prêmio adicional, como é adotado em mercados maduros, como França e Itália, por exemplo, potencializaria a atração de capital e traria benefícios a toda a cadeia da Indústria de gás (upstream, midstream e downstream).</p> <p>Critério de reajuste tarifário</p> <p>Justificativa: Dar clareza quanto ao critério de reajuste tarifário. Os encargos tarifários serão publicados anualmente considerando o reajuste pela inflação.</p>
31 (CDU)	<p>Do ponto de vista do carregador, a regulamentação das tarifas de transporte de gás natural é um tema de grande relevância, especialmente considerando os impactos diretos que tais tarifas podem ter sobre a sua operação e competitividade.</p> <p>Neste sentido, apontamos alguns temas que devem ser considerados no âmbito da presente Consulta Prévia:</p>

	<p>Sobre a dosimetria das penalidades de transporte, recomenda-se a avaliação e revisão do arcabouço regulatório das penalidades, o que inclui a dosimetria, os valores, a aplicabilidade, entre outros aspectos.</p> <p>Buscando o desenvolvimento do mercado de gás natural no Brasil, é importante que se tenha equilíbrio nas penalidades entre transportadores e carregadores de modo que se busque promover a justiça, a eficiência e a segurança operacional ao longo de toda a cadeia. Entretanto, o que se observa hoje é que as penalidades possuem um caráter punitivo demasiadamente elevado para os carregadores.</p> <p>Um exemplo nesta linha é o caso das penalidades que envolvam diferenças entre a alocação programada (quantidade de gás natural contratada para transporte) e a alocação realizada (quantidade efetivamente transportada ou entregue). Buscando assegurar o equilíbrio operacional do sistema de transporte, há uma penalidade imposta aos carregadores. Entretanto, do ponto de vista físico, mesmo quando se garante o balanceamento da malha de maneira geral – ou seja, sem nenhum impacto sistêmico e/ou operacional na malha – uma eventual diferença entre a alocação programada e a alocação realizada levam a aplicação de penalidades bastante severas aos carregadores. Tal situação pode gerar uma série de riscos e impactos para o equilíbrio do mercado de gás, sua operação eficiente de toda a cadeia e até mesmo sua atratividade econômica.</p> <p>Também, sugerimos que o Encargo de Capacidade não Utilizada (ECNU) fosse apurado de uma outra forma de modo a trazer mais flexibilidade ao carregador. Entendemos e apoiamos que o objetivo do ECNU (100% de ship or pay – previsibilidade de receita) seja garantir a remuneração devida ao transportador - Receita Máxima Permitida aprovada pela ANP.</p> <p>Porém, o ECNU, pela lógica de apuração atual, representa um custo irre recuperável ao carregador sendo potencializado pela exclusão de movimentação de volumes acima do contratado - excedentes da capacidade.</p> <p>Visando dar uma maior flexibilidade ao carregador, seria importante que a ANP considerasse a recuperação de saldos do ECNU (abatimento de valores pagos) para volumes acima dos contratados, limitado a percentuais que sejam toleráveis pelas transportadoras ou desde que isso não impactasse o sistema operacional de transporte.</p> <p>Ademais, atualmente, cada transportadora aplica uma estrutura diferente para a composição tarifária e cobrança de encargos adicionais. Para permitir melhor transparência e entendimento aos carregadores, acerca dos custos relativos ao acesso ao transporte, seria desejável que houvesse a padronização da estrutura das componentes envolvidas no cálculo tarifário.</p> <p>Adicionalmente, seria desejável que a regulação garantisse um processo 11 transparente em relação ao repasse dos custos relativos à aquisição do Gás de Uso do Sistema (GUS). Atualmente, seu custo é informado a posteriori, podendo haver variação de até 40%.</p> <p>Por fim, importante não perder de vista a necessidade de tarifas transparentes e com previsibilidade, reforçando a necessidade e benefícios da alocação de custos entre usuários, tratamento de tarifas de transporte em cenários de integração de outros fontes de gás e fontes alternativas, além da equação das já mencionadas questões tributárias.</p>
35 (IBP)	Sim. As questões que identificamos foram enviadas em documento para o email de referência da consulta pública.
36 (MBC)	<p>A Resolução CNPE nº 3 de 2022 estabeleceu diretrizes estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural no Brasil, com o objetivo de promover a livre concorrência e a transparência no setor. A resolução introduziu várias premissas, incluindo a adoção de boas práticas internacionais, o aumento da transparência em relação à formação de preços e a características, capacidades e uso de infraestruturas acessíveis a terceiros, e a promoção da harmonização entre as regulações estaduais e federal.</p> <p>Não obstante o intuito no sentido de melhor desenvolver o mercado, o setor de transporte de gás natural no Brasil enfrenta um problema crônico que afeta diretamente os consumidores. A falta de transparência e eficiência no setor de transporte de gás natural tem gerado consequências graves para os consumidores, com efeitos indesejáveis para o mercado como um todo.</p> <p>As tarifas de transporte representam uma parcela significativa do preço final do gás natural e, ao longo dos anos, têm sido diretamente impactadas pelos chamados Contratos Legados, contratos de serviço de transporte ainda vigentes onde a Petrobras detém posição de carregador inicial, derivada da venda de seus ativos de transporte para atendimento ao TCC (Termo de Compromisso de Cessação de Prática), consubstanciando-se numa operação comercial entre agentes privados, e com pagamento das receitas previstas nesses contratos garantido, em sua totalidade, pela Petrobras.</p> <p>No entanto, a falta de transparência destes contratos quanto aos seus impactos frente às tarifas de transporte praticadas para todos os demais usuários é um obstáculo significativo para a implantação de um mercado de gás natural mais competitivo e transparente no Brasil, tanto em decorrência da preservação de suas receitas em termos absolutos, quanto na atribuição de sigilo e</p>

	<p>assimetria de informações entre, de um lado, Petrobrás e transportadores e, de outro, carregadores e consumidores, uma vez que tais contratos podem não guardar correspondência com a remuneração justa e razoável que deveriam ter, baseada nos custos do serviço e no adequado retorno do capital investido.</p> <p>Neste sentido, o regime tarifário desempenha um papel crucial para equilibrar interesses de todas as empresas reguladas da cadeia do gás, bem como promover o bem-estar dos consumidores. A Metodologia para determinar a retribuição das instalações de transporte deve atender a critérios de eficiência econômica, transparência e objetividade, seguindo boas práticas internacionais, como preconiza a própria Resolução CNPE nº 3 de 2022, de modo a assegurar a recuperação dos investimentos realizados, considerando a adequada vida útil dos ativos e permitir uma razoável rentabilidade dos recursos financeiros investidos.</p> <p>A adoção de boas práticas internacionais é fundamental para garantir a transparência e a justiça no mercado de gás natural. A União Europeia é um exemplo de como as boas práticas internacionais podem ser implementadas para promover a concorrência e a transparência no setor.</p> <p>Além disso, é essencial que a Política Energética Nacional e as demais regulações estejam alinhadas com as políticas estaduais de energia, permitindo que os estados possam planejar sua infraestrutura considerando a viabilidade tarifária do gás. A integração entre os níveis federal e estadual é crucial para garantir que os investimentos em infraestrutura energética sejam planejados de forma coordenada, promovendo maior previsibilidade para o setor e facilitando o acesso dos consumidores ao gás natural em condições competitivas. Esse alinhamento contribuirá para uma transição energética mais eficiente e para a ampliação da oferta de gás natural no país. Pelo exposto, é fundamental que a ANP seja eficiente em garantir ampla participação social e ter todo o processo concluído antes do final do ano, para corrigir eventuais distorções e assegurar maior segurança jurídica e oportunidades de investimentos em toda a cadeia do gás.</p>
37 (NTS)	<p>Questões adicionais:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Taxa de retorno sobre capital (WACC); - Contabilidade Regulatória; - Mecanismo de investimento intraciclo; - Outras Receitas; - Receitas Irrecuperáveis <p>- Critério de reajuste tarifário (Justificativa: Dar clareza quanto ao critério de reajuste tarifário. Os encargos tarifários serão publicados anualmente considerando o reajuste pela inflação)</p> <p>Observação: A contribuição detalhada foi enviada para o e-mail indicado na publicação da Consulta Prévia.</p>
38 (TBG)	Consultar contribuição via ATGÁS.
39 (TAG)	<p>CUSTO DE CAPITAL</p> <p>O custo médio ponderado de capital-WACC é um componente central do cálculo tarifário, sendo de extrema relevância que este represente, ponderadamente, o retorno esperado por investidores e o custo atualizado da dívida, de forma estimular novos projetos de investimento sem onerar excessivamente o consumidor final.</p> <p>A metodologia vigente de WACC, estabelecida em 2019, considera parâmetros do mercado norte-americano de títulos públicos para a estimativa da taxa livre de risco e para o custo da dívida, “calibrando” o risco para o mercado brasileiro através da inclusão de um prêmio de risco país. No entanto, o resultado dessa metodologia apresenta grande divergência em relação aos custos vigentes no mercado brasileiro, o que acarretaria uma defasagem muito significativa no resultado do WACC, caso fosse mantida a metodologia estabelecida em 2019. Dessa forma, a utilização de fatores do mercado brasileiro para o cálculo do WACC, especificamente para a taxa livre de risco e o custo do capital de terceiros, traz transparência, efetividade e aderência da metodologia do WACC aos parâmetros de mercado, eliminando a necessidade de ajustar variáveis de mercado externo ao mercado local.</p> <p>A utilização de variáveis locais para o cálculo do WACC encontra respaldo na maturidade do mercado brasileiro, tanto para o título público NTN-B (Notas do Tesouro Nacional Série B) quanto para as debêntures incentivadas (Lei 12.431), ambos com amplo histórico de retornos disponíveis e de fácil acesso em renomadas fontes de consulta na internet.</p> <p>ESTRUTURA DE CAPITAL</p> <p>Considera-se que a proporção 70/30 para capital próprio/terceiros vigente continua adequada, como composição média de capital, dada a desalavancagem esperada pelas companhias, associada ao fim da receita garantida oriunda de contratos legados que ancoram novas captações a custos competitivos, bem como a adoção pela ANP, como regra geral, de contratos de prazo curto (até um ano) para reserva de capacidade.</p>

	<p>MANUTENÇÃO DO CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO AO LONGO DA VIDA ÚTIL DOS PROJETOS DE EXPANSÃO</p> <p>O instrumento de financiamento mais utilizado pelos setores de infraestrutura no Brasil, são as debêntures incentivadas que, por sua vez, são estabelecidas com taxas prefixadas (IPCA + Taxa de juros reais). Essa característica exigiria uma taxa de retorno (WACC) minimamente estável para esses investimentos. Sendo assim, a manutenção do valor do custo do capital próprio (Ke Fixo) ao longo da vida útil dos projetos de expansão, garantiria a estabilidade parcial do próprio WACC, trazendo segurança e previsibilidade para o investidor</p> <p>PRÊMIO ADICIONAL EM PROJETOS DE EXPANSÃO.</p> <p>Para incentivar o investimento em novos projetos de expansão da malha de transporte de gás no Brasil, especialmente naqueles que trazem benefícios ambientais, um prêmio adicional, como é adotado em mercados maduros, como França e Itália, por exemplo, potencializaria a atração de capital e traria benefícios a toda a cadeia da Indústria de gás (upstream, midstream e downstream).</p> <p>Critério de reajuste tarifário</p> <p>Justificativa: Dar clareza quanto ao critério de reajuste tarifário. Os encargos tarifários serão publicados anualmente considerando o reajuste pela inflação.</p>
--	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

3. Conclusão

Conforme indicado na Nota Técnica nº 1/2025/SIM/ANP-RJ, a Consulta Prévia teve o propósito de proporcionar ao órgão regulador a oportunidade de ouvir a sociedade sobre temas, relacionados com Tarifas de Transporte de Gás Natural, que nortearão a proposição da regulamentação no futuro, tais como Investimentos em Infraestrutura de Transporte de Gás Natural, Base Regulatória de Ativos, Receita Máxima Permitida, Determinação das Tarifas, Conta Regulatória e Repasse de Receita entre transportadores, visando obter insumos para a elaboração de Análise de Impacto regulatório e minuta de ato normativo que virá a substituir a Resolução ANP nº 15/2014.

O presente relatório estará disponível para consulta no processo 48610.217752/2024-31, bem como na no sítio da ANP na internet, com o objetivo de atender ao disposto no art. 11 da Resolução ANP nº 846, de 25 de junho de 2021, e art. 14 da Instrução Normativa ANP nº 8, de 17 de agosto de 2021.



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

