

ID	NOME DA EMPRESA	Seção	Tema	Item	Contribuição do Agente	Justificativa	Justificativa da ANP	Parecer sobre a contribuição: Acatado / Acatado Parcialmente / Não acatado / Não se Aplica
1	SCGAS - COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA	Segunda	Transição ao Regime de E/S	2.4.5	ED 2.4.5. - comentário	Não há publicação disponível que esclareça e apresente de forma transparente a composição da Conta Regulatória. Sugerimos que a TBG publique, com atualização anual, o balanço da Conta Regulatória de forma transparente, em seu sítio eletrônico, para o acompanhamento de toda a sociedade. O modelo exposto no edital não é transparente e não possibilita o acompanhamento pela sociedade civil.	As regras e condições de funcionamento da conta regulatória serão objeto de regulamentação específica da ANP, em fase de elaboração para adequação ao novo marco legal resultante da aprovação da Nova Lei do Gás (Lei n. 14.134/2021) e Decreto do Gás (Decreto n. 10.712/2021). Até que o tema seja regulamentado pela ANP, o funcionamento da Conta Regulatória segue o disposto na NT 13/2019, em especial seus itens 120 a 127, e as situações não previstas vêm sendo tratadas caso-a-caso pela Agência. No entanto, antes mesmo de sua regulamentação, a ANP, com vistas a aumentar a transparência das receitas das transportadoras de gás natural, avaliará a melhor forma de dar publicidade dessas informações como mecanismo social de verificação, somando-se à supervisão realizada pela Agência.	Acatado parcialmente
2	SCGAS - COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA	Quinta	Garantia Financeira da Proposta Garantida	5.4.5	ED - 5.4.5 - inclusão - As Garantias Financeiras das Propostas Garantidas poderão ser prestadas exclusivamente nas seguintes modalidades: (i) O TRANSPORTADOR poderá conceder limite de crédito como forma de garantia, com base na classificação de risco quando o carregador for Concessionária de Serviços Públicos de Gás Canalizado.	A distribuidora de gás canalizado detém a concessão de distribuição de gás, sendo o contrato de transporte imprescindível para consecução do seu objeto social. A receita e fluxo de caixa estão lastreados por um contrato de concessão de longo prazo e contratos de compra e venda com seus clientes. Historicamente a Petrobras como supridor incumbente tem adotado essa prática a mais de 20 anos. Entendemos que o tratamento para as distribuidoras locais deve ser diferenciado em relação a um usuário livre pois apresenta risco de crédito muito menor, ou quase nenhum risco.	Inicialmente é necessário destacar que, conforme o disposto no §2º do Art. 1º da Lei 14.134/2021, a exploração da atividade de transporte corre por conta e risco do empreendedor. Assim, em que pese a TBG ter implementado uma política de crédito similar à proposta para os produtos de curto prazo e interruptível, argumentou que os contratos firmes anuais representam um percentual muito elevado da sua receita total, sendo necessária a exigência de garantias financeiras que mitiguem o risco de inadimplência.	Não acatado
3	SCGAS - COMPANHIA DE GÁS DE SANTA CATARINA	Quinta	Garantia Financeira da Proposta Garantida	5.4.9	ED - 5.4.9 - alteração 5.4.9. Na hipótese da garantia da Proposta Garantida ter sido apresentada através de caução em dinheiro, a TBG realizará a sua devolução no prazo de 7 (sete) dias úteis após a assinatura do Contrato de Serviço de Transporte. O saldo da caução será corrigido e atualizado monetariamente até a data de devolução.	As distribuidoras de gás canalizado são empresas públicas, reguladas e auditadas. A hipótese da garantia em caução por vezes é necessária dado os prazos de contratação alongados, que exigem um processo de cotação concorrencial. No entanto, a opção da caução fica inviabilizada na medida em que não há correção dos valores, pois o administrador público não pode abrir mão dos recursos em caixa aplicados destinados a contrato que não prevê a correção destes valores. O transportador não deve obter benefícios financeiros contratuais sua remuneração deve advir da prestação dos serviços de transporte, assim, se faz necessário corrigir tais valores ao longo do tempo e devolvê-los a quem os depositou.	Ainda que o depósito caução seja uma alternativa de curto-prazo/temporária para a prestação de garantias financeiras, já que as outras opções (fiança bancária e/ou seguro-garantia) apresentam, historicamente, custos muito inferiores, a fim de garantir a isonomia de tratamento com a correção exigida, por exemplo, em vários dos itens constantes do ANEXO II-A – TARIFAS E VALORES A FATURAR, foi incluída a previsão de correção pela SELIC dos valores depositados a título de caução até que sejam devolvidos ao carregador.	Acatado

4	SCGAS - COMPANHIA DE GAS DE SANTA CATARINA	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.8	ED - 6.1.8 - inclusão Inclusão de item 6.1.8. O Gás para Uso no Sistema (GUS) será adquirido pelo Transportador do Carregador signatário do Contrato ou de terceiros, mediante a celebração de um contrato de compra e venda de gás para fornecimento do GUS, orientando-se pelos valores de referência praticados no mercado. Ressalta-se que, conforme estabelecido nos contratos de transporte Anexo II, está prevista a cobrança de dois encargos adicionais: (i) Encargo de Gás de Uso no Sistema (EGUS) e (ii) Encargo de Custo Fixo de Encargo de Gás (ECFEG). 6.1.8.1 O TRANSPORTADOR deverá atuar de forma eficiente no controle do uso do GUS, bem como na eficiência de custos de contratação do GUS, sendo que o repasse dos custos do GUS para a tarifa de transporte não poderá exceder 1,5% dos custos totais de transporte.	Deve haver esforço da cadeia para buscar a otimização de custos de forma a garantir a sustentabilidade do setor. Verifica-se que há grande distorção nos volumes médios de GUS entre os sistemas TBG, NTS e TAG. O GUS deve ter maior controle regulatório de forma a garantir controles eficientes de uso físico, bem como de garantia de que as aquisições de gás para uso do sistema sejam feitas de forma racional, buscando as melhores condições de precificação possíveis. Tais procedimentos atualmente não são transparentes ao mercado, sendo necessário que seja demonstrado que foi realizada a melhor compra possível para os volumes empregados.	Apesar de não ver como possível, neste momento, o estabelecimento de teto para o custo com o GUS, a ANP vem acompanhando junto à TBG os processos de aquisição do GUS, a fim de garantir que os volumes são adequados à realidade operacional da transportadora e que o gás é adquirido da forma mais eficiente possível. Na primeira rodada de consulta ao mercado, cujas etapas foram publicadas em seu sítio eletrônico, a TBG, em conjunto com a ANP, avaliaram que as propostas recebidas não foram satisfatórias considerando seus impactos na tarifa, razão pela qual o processo foi encerrado sem a aquisição do gás.	Acatado parcialmente
5	SCGAS - Companhia de Gás de Santa Catarina	Anexo X	Condições Técnico Operacionais das ZN e PE	---	ED - ANEXO X - alteração ANEXO X – A DESCRIÇÃO DAS CONDIÇÕES TÉCNICO OPERACIONAIS DAS ZONAS DE SAÍDA E PONTOS DE ENTRADA  ZONA Santa Catarina SC1 Joinville Guaramirim Gaspar Brusque Tijucas São Pedro de Alcântara Tubarão Urussanga  ZONA Santa Catarina SC2 Nova veneza	Solicitamos que o Ponto de entrega de São Pedro de Alcântara, Tubarão e Urussanga sejam reclassificados para SC1, mantendo SC2 a partir de Nova Veneza. Esta reclassificação justifica-se, pois, Nova Veneza fica a jusante de Siderópolis e o trecho Biguaçu-Siderópolis é considerado segmento relevante do sistema de transporte (Tabela 1 do Anexo XIII – CÁLCULO DA CAPACIDADE DE TRANSPORTE). Além disso, a estação de Biguaçu passará por um reforço de compressão, incrementando a capacidade para 4.115 mil m³/dia a partir de 2024, conforme consta no Edital.	O conceito da zona de saída é a capacidade transporte que permita a retirada de gás em qualquer ponto da zona de saída que foram definidas com o objetivo de maximizar a capacidade de transporte das zonas baseadas nas restrições do sistema. O Trecho jusante a Biguaçu possui uma redução de diâmetro, e a criação da zona SC2 teve o objetivo de não restringir a oferta para uma zona única mp estado de Santa Catarina. A modificação proposta resultaria em uma redução da capacidade de transporte para a zona SC1. Adicionalmente já existem contratos celebrados para as Zonas SC1, e SC2 com os pontos de saída definidos. Não seria possível redistribuir até o final dos contratos atualmente vigentes.	Não acatado
6	SCGAS - Companhia de Gás de Santa Catarina	Anexo X	Condições Técnico Operacionais das ZN e PE	---	ED - ANEXO X- alteração ANEXO X – A DESCRIÇÃO DAS CONDIÇÕES TÉCNICO OPERACIONAIS DAS ZONAS DE SAÍDA E PONTOS DE ENTRADA Capacidade Nominal dos pontos de entrega Urussanga 525.000 Nova veneza 525.000	Atualizar as capacidades nominais de Urussanga e Nova Veneza de 432.500 para 525.000 mil m³/dia, conforme alterações efetuadas pela TBG e em conformidade com o processo SEI 48610.209343/2020-38.	Os aditivos contratuais que aumentam a capacidade de transporte para os pontos de saída Urussanga e Nova Veneza encontram-se atualmente em análise na ANP. O ajuste no Anexo X ocorrerá tão logo os aditivos sejam aprovados pela ANP e assinados pelas partes para refletir tal alteração.	Acatado parcialmente
7	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Segunda	Processo de Chamada Pública	2.2.10	ED – 2.2.10 - Alteração. 2.2.10. Celebração do Termo de Compromisso. Após a análise e aprovação das Garantia Financeira do Contrato de Serviço de Transporte Firme apresentada pelo Carregador Vencedor, a TBG emitirá o Termo de Compromisso final, refletindo o Resultado da Chamada Pública, para assinatura do Carregador Vencedor até a data prevista no Cronograma (Seção 3).	Mero ajuste de texto. "pelo Carregador Vencedor" ao invés de "pelos".	Ajuste material	Acatado

8	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Segunda	Transição ao Regime de E/S	2.4	ED - 2.4 - Comentário. Entendemos que nesta seção deveria ter ficado explícito que a presente Chamada Pública representa o ponto de partida para a constituição de um Hub Único Brasil.	Entendemos que nesta seção deveria ter ficado explícito que a presente Chamada Pública representa o ponto de partida para a constituição de um Hub Único Brasil. Adicionalmente, recomenda-se que seja incluída uma menção explícita no edital relacionada ao compromisso do carregador e do transportador de migração para o caso de fusão de hubs.	O ponto solicitado está parcialmente abarcado no Apêndice B dos Contratos, CLÁUSULA DEZENOVE – AJUSTES DECORRENTES DA PUBLICAÇÃO DE UM CÓDIGO DE REDE. O assunto está sendo estudado pela ANP conforme consulta pública prévia do modelo Conceitual do Mercado de Gás na Esfera de Competência da União e o cronograma de fusão das áreas de mercado será divulgado oportunamente.	Acatado parcialmente
9	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Segunda	Transição ao Regime de E/S	2.4.5	ED - 2.4.5 - Inclusão. 2.4.5. Para atendimento ao disposto no item 2.4.4, os valores apurados e aprovados pela ANP como sobre receita ou sub receita em relação ao definido como RMP serão computados em uma Conta Regulatória, a ser disciplinada por meio de Ato Normativo, visando ao controle da Receita Máxima Permitida do Transportador. O saldo desta Conta Regulatória pode ser revertido, a critério da ANP, em investimentos da infraestrutura de transporte, nas tarifas de transporte ou em outras destinações conforme as disposições da Nota Técnica ANP-SIM 13/2019. Para tanto, visando dar publicidade ao mercado, a Transportadora se compromete a publicar no POC, os valores apurados na Conta Regulatória, na qual constará todos os valores auferidos.	Visando dar transparência ao mercado, e que os Usuários do transporte possam fazer o acompanhamento dos valores apurados na Conta Regulatória e posteriormente acompanhar o acerto desse saldo no processo de reajuste de tarifas, a transportadora deve publicar em seu site ou POC o saldo mensal desses valores.  A regulamentação da Conta Regulatória é necessária e solicitamos que a ANP abra Consulta Pública para o tema. Dentre os diversos motivos de preocupação, destacamos: 1. que a conta regulatória precisa ser monetizada tanto positivo quanto negativo. 2. valores apurados com grandes discrepâncias precisam de regra de revisão (a exemplo do que foi demonstrado para o OPEX da TBG).	As regras e condições de funcionamento da conta regulatória serão objeto de regulamentação específica da ANP, em fase de elaboração para adequação ao novo marco legal resultante da aprovação da Nova Lei do Gás (Lei n. 14.134/2021) e Decreto do Gás (Decreto n. 10.712/2021). Até que o tema seja regulamentado pela ANP, o funcionamento da Conta Regulatória segue o disposto na NT 13/2019 e as situações não previstas vêm sendo tratadas caso-a-caso pela Agência. No entanto, antes mesmo de sua regulamentação, a ANP, com vistas a aumentar a transparência das receitas das transportadoras de gás natural, avaliará junto às elas a viabilidade de publicização dessas informações como mecanismo social de verificação, somando-se à supervisão realizada pela Agência.	Acatado parcialmente
10	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Segunda	Transição ao Regime de E/S	2.4.7	ED - 2.4.7 - Comentário. A metodologia de "Tarifas Flutuantes" reduz os subsídios cruzados temporais entre contratos de transporte. Nesta abordagem, os valores tarifários de cada ano são definidos nas Chamadas Públicas de capacidade que precedem ao ano contratual.	A Nota Técnica da ANP nº 005/2022/SIM menciona em seu item 82 "Tarifas Flutuantes suavizadas". Solicitamos esclarecer como é essa metodologia, uma vez que não há maior detalhamento no Edital.	Não há previsão de mudança na metodologia em relação aos processos de Chamada Pública anteriores. O detalhamento da metodologia pode ser encontrado na seção VI. Tarifa de Transporte e suas Possíveis Alterações da Nota Técnica nº 013/2019-SIM. O termo "suavizadas" foi utilizado para ressaltar que as tarifas, ainda que flutuantes, serão ajustadas respeitando alguns limites e prevendo o diferimento dos ajustes ao longo de dois anos. O objetivo é dar mais estabilidade às tarifas de transporte, evitando variações bruscas a cada ano	Acatado/Esclarecido
11	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Terceira	Cronograma	3.1	ED – 3.1 - Alteração. 3.1. A presente Chamada Pública obedecerá ao seguinte cronograma:  ETAPAS:Início - Término Promoção da CP 04/2022:Seg 12/09/22- Sex 02/12/22 Divulgação do Edital:Seg 12/09/22 Pedido de Esclarecimentos:Ter 13/09/22 -Seg 19/09/22	A Consulta Pública ANP n.20/2022 que busca contribuições para o Edital e Contratos do CPAC 04/2022, tem seu prazo até o dia 14/09/2022, portanto, posterior ao início das etapas do cronograma da CPAC 04 estabelecido no Edital. Solicitamos alteração dessas datas para que as contribuições desta Consulta sejam consideradas.	As datas indicadas na minuta do edital são meramente indicativas e podem ser alteradas para fins de atualização do cronograma. O cronograma final constará da versão definitiva do Edital, a ser publicada após os trâmites aprobatórios da ANP.	Acatado/Esclarecido

12	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Quinta	Garantia do Contrato	5.5.1.1	ED - 5.5.1.1 - Alteração. 5.5.1.1. No caso de contratos iniciados em 2024, 2025, 2026 ou 2027, o Carregador Vencedor deverá apresentar a Garantia do Contrato com antecedência mínima de 30 (trinta) dias da data definida no contrato como a Data de Início do Serviço de Transporte, em valor equivalente ao Valor da Garantia do Contrato, devendo permanecer válida durante toda a sua vigência. No caso dos Contratos de Serviço de Transporte cuja Data de Início do Serviço de Transporte ocorre em 2023, a Garantia do Contrato será prestada no ato da celebração dos referidos Contratos de Serviço de Transporte.	Considerar uma antecedência mínima de 90 dias para apresentação de garantia financeira não tem efeito prático para o transportador, não garantindo segurança adicional. Por outro lado, há um custo incremental para o carregador, podendo reduzir o interesse pelos produtos de 2024-2027. Cumpre destacar que na CP 02/2020, a antecedência era de 30 dias. Importante esclarecer que o custo de carta de fiança, por exemplo, se inicia no momento de sua emissão, mesmo que o GTA não esteja ainda vigente, gerando um custo adicional aos carregadores.	Similarmente ao informado na consulta pública da CP03/2021 a exigência de apresentar as garantias com antecedência mínima de 90 dias para os anos de 2024, 2025, 2026 e 2027 busca assegurar que, em caso de desistência por parte de um carregador, sua capacidade poderá ser ofertada em tempo hábil na chamada pública vigente e nas demais ofertas de capacidade disponíveis tal como o oferta de curto prazo.	Não acatado
13	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Quinta	Garantia do Contrato	5.5.1.2	z	A antecedência mínima para apresentação da garantia financeira é tratada no item anterior 5.5.1.1. Além disso, a antecedência é distinta para os contratos com data de início do Serviço de Transporte em 2023.	Similarmente ao informado na consulta pública da CP03/2021 a exigência de apresentar as garantias com antecedência mínima de 90 dias para os anos de 2024, 2025, 2026 e 2027 busca assegurar que, em caso de desistência por parte de um carregador, sua capacidade poderá ser ofertada em tempo hábil na chamada pública vigente e nas demais ofertas de capacidade disponíveis tal como o oferta de curto prazo.	Acatado
14	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.5	ED - 6.1.5 - Alteração. Entre outras informações, a Tabela C do item 6.1.5 indica o valor, em dez/19, da Base Regulatória de Ativos (BRA) referente à capacidade instalada. Em conformidade com o material explicitado por meio das Notas Técnicas nº 7/2018/SIM e nº 13/2019/SIM, parece apresentar erro material na composição da BRA, uma vez que foi calculada a partir da premissa de desconto de 95% do investimento do Contrato CPAC 2007, sob justificativa de que tal montante foi pré-pago pela Petrobras. Entretanto, os 5% remanescentes do investimento também estão sendo pagos regularmente pela Petrobras no referido Contrato CPAC 2007, caracterizando uma dupla remuneração da TBG em relação aos 5% do investimento: através da BRA e também do contrato original. A rigor, 100% do CPAC deveria ser expurgado da BRA, e não 95%. Além da revisão da Tabela C, cabe destacar o devido tratamento aos valores previamente já pagos à TBG, nas chamadas públicas 2019-2021, caso confirmada a duplicidade de remuneração.	Solicitação de revisão da BRA, pois o valor equivalente à 5% do Contrato CPAC 2007 estão sendo duplamente remunerados à TBG (via BRA e também via contrato CPAC 2007). Uma vez efetivado o citado ajuste no valor da BRA, há a necessidade de que sejam analisados os valores já pagos nas chamadas públicas 2019-2021, de forma a refletir tais valores, supostamente pagos em duplicidade, com a revisão das tarifas pela ANP.	De fato foi identificada a dupla remuneração dos 5% dos investimentos referentes ao CPAC 2007, uma vez que o valor correspondente foi incluído equivocadamente na parcela atribuída aos novos contratos no rateio entre Contratos Legados e novos contratos. O ajuste na remuneração será implementado de forma a compensar os valores recebidos à maior nos anos anteriores ainda neste ciclo tarifário.	Acatado

15	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.5	ED - 6.1.5 - Alteração. A Tabela C do item 6.1.5, que apresenta as componentes do cálculo da RMP, contém o valor de 156.233, em R\$ mil, para a média 2020-2024 dos reinvestimentos totais. Na planilha de cálculo tarifário disponibilizada para consulta pública, consta um valor inferior, de 149.840, em R\$ mil.	Solicitamos verificar a aderência em relação às informações constantes do Edital e da Planilha de cálculo tarifário disponibilizados no âmbito da Consulta Pública n° 022/2022. É necessário que as premissas indicadas no edital para cálculo de tarifas estejam coerentes com aquelas de fato utilizadas na planilha de cálculo tarifário.	As despesas de investimento sofreram ajuste para considerar os seguintes pontos: a. o valor residual correspondente ao encerramento do contrato TCX que foi incorporado à BRA no montante de R\$ 668.691 mil, passando a ser remunerado pelos novos contratos no modelo de entrada e de saída, a partir de 2022; b. o valor do Linepack, montante de R\$ 791,93 mil em 2021 e de R\$ 15.650,26 em 2022; e c. o valor das despesas referentes à ampliação de capacidade do Trecho Sul, montante de R\$ 119.000 mil. Desconsiderando da média dos investimentos o valor residual referente ao TCX, obtém-se a média de R\$ 142.476 mil.	Não acatado
16	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.5	ED - 6.1.5 - Alteração. A Tabela C do item 6.1.5 apresenta as componentes do cálculo da RMP na data-base de dez/19. Entretanto, especificamente em relação aos investimentos, cumpre mencionar que na planilha de cálculo tarifário, diferentemente dos demais valores, há valores em data-base distinta. Merece destaque os valores de investimento referentes ao (i) remanejamento de compressores da ECOMP Araucária para a ECOMP Biguaçu (solução dada para realocação de capacidade na CP 03/2021) e (ii) custo de aquisição do gás de empacotamento (linepack) do TCX. Ambos não estão na data-base dez/19.	Solicitamos verificar a aderência em relação às informações constantes do Edital e da Planilha de cálculo tarifário disponibilizados no âmbito da Consulta Pública n° 020/2022. É necessário que as premissas indicadas no edital para cálculo de tarifas estejam coerentes com aquelas de fato utilizadas na planilha de cálculo tarifário.	Trata-se de erro material que será corrigido na versão final do Edital. No caso do investimento relativo ao remanejamento de compressores da ECOMP Araucária para a ECOMP Biguaçu, o montante previsto será deflacionado somente em relação aos anos de 2020 e 2021, uma vez que a orçamentação apresentada pela TBG utilizou preços de 2022.	Acatado
17	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.5	ED - 6.1.5 - Alteração. Ainda sobre a Tabela C do item 6.1.5, que apresenta as componentes do cálculo da RMP, e corroborando a Nota Técnica Nº 5/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ (item 120), considerando "o contraste entre os custos operacionais projetados e aqueles efetivamente incorridos nos anos de 2020 e 2021, demonstra ser necessária uma reavaliação de sua projeção para o período contratual a ser ofertado na CP 04/2022 (2023-2027)".	Nos anos de 2020 e 2021, a realização do custeio de O&M e G&A foi, em média, cerca de 35% inferior à projeção, ensejando a necessidade de revisão de valores. A manutenção de valores acima da efetiva realização onera indevidamente as tarifas, prejudicando a competitividade dos agentes e o sucesso da abertura de mercado.  Causa espanto a diferença entre os custos operacionais (Opex) aprovados para fins regulatórios e os custos efetivos. Em 2020, a previsão excede em R\$107 milhões, o que corresponde a uma estimativa 68% superior aos custos observados. Por sua vez 2021, esse excesso foi de R\$ 82 milhões, ou estimativa 46% acima dos custos reais. Apesar do reconhecimento desses valores na Conta Regulatória, que se traduziram em descontos futuros, tamanha discrepância se traduz em grandes ganhos financeiros indevidos, onerando sobremaneira os carregadores.  Tal qual colocado no item 120 da Nota Técnica ANP, é mister uma reavaliação do processo de projeção destes valores e aprovação regulatória, inclusive para a identificação e esclarecimento das origens dessa discrepância, como forma de mitigar prejuízos aos carregadores e para melhoria de processos não apenas para a TBG mas também demais transportadoras.	A transportadora apresentou sua proposta de revisão do OPEX para os anos de 2023 a 2027, conforme solicitado pela Nota Técnica Nº 5/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ (item 120). Nesse momento, decidiu-se por reverter o valor da diferença entre o Opex projetado e o realizado em favor de uma redução tarifária nos anos de 2023 e 2024 em partes iguais. Ou seja, aproximadamente R\$95 Milhões serão abatidos da receita a ser auferida em 2023 e a igual montante será abatido da RMP em 2024.	Acatado

18	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.8	ED - 6.1.8 - Inclusão. 6.1.8. O Gás para Uso no Sistema (GUS) será adquirido pelo Transportador do carregador signatário do Contrato ou de terceiros, mediante a celebração de um contrato de compra e venda de gás para fornecimento do GUS, orientando-se pelos valores de referência praticados no mercado. O custo total com a aquisição de GUS, excluindo os tributos recuperáveis, será repassado ao Carregador. Ressalta-se que, conforme estabelecido nos contratos de transporte Anexo II, está prevista a cobrança de dois encargos adicionais: (i) Encargo de Gás de Uso no Sistema (EGUS) e (ii) Encargo de Custo Fixo de Encargo de Gás (ECFEG).	Os tributos recuperáveis pelo transportador não devem ter repercussão na cadeia, pois são passíveis de crédito para o adquirente na compensação com os débitos de suas operações. Esse repasse de tributos recuperáveis causa aumentos dos custos de transporte e uma incidência múltipla sobre demais tributos incidentes nas operações subsequentes, na ordem de 25% do valor da carga tributária. Os tributos incidentes sobre o gás podem ser aproveitados pelo TRANSPORTADOR, em sua apuração, obedecendo à regra da não-cumulatividade, o que reduziria o custo a ser repassado para o CARREGADOR, sem gerar ônus para o TRANSPORTADOR. Cabe destacar que o não ressarcimento do ICMS incidente sobre o GUS poderá ser objeto de questionamento por parte dos órgãos de controle uma vez que difere dos procedimentos adotados nos demais contratos de transporte com a citada TBG e pelas demais transportadoras.	Na compra do GUS o transportador deverá recuperar os impostos incidentes (ICMS, PIS e COFINS) registrando em seu estoque sem tributos. No faturamento do serviço de E-GUS a transportadora irá acrescentar os impostos incidentes sobre esta operação. Esta operação não onera o custo total para o carregador e nem permite que o transportador aufera receita relativa aos impostos.	Não acatado
19	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.9	ED - 6.1.9 - Inclusão. 6.1.9. Caso um ou mais contratos de compra e venda de gás para fornecimento do GUS não venham a ser celebrados com fornecedor de gás, ou ainda, caso sejam insuficientes para atender às necessidades de GUS da Rede de Transporte, por qualquer motivo, o Carregador de Entrada será responsável por fornecer, sem custo, a quantidade de GUS necessário para a prestação do serviço de transporte, nos termos da Cláusula Sexta do Anexo III ao Contrato, ressarcindo ao CARREGADOR DE ENTRADA os tributos recuperáveis pelo TRANSPORTADOR, que deverá reembolsar o CARREGADOR no montante de tributos destacados no documento fiscal de fornecimento.	A não cumulatividade prevê que os tributos destacados no documento fiscal de entrada sejam recuperados nas operações subsequentes realizadas por contribuinte do imposto, dessa forma, o TRANSPORTADOR tem condições de recuperar tais tributos e, dessa forma, deve ressarcir o Carregador que fornecer o produto para uso no transporte.	A transportadora tem a opção de utilizar o Crédito Presumido do ICMS de 20%, abandonando todos os créditos em compras e entradas. Esta opção pelo crédito presumido é exercida em dezembro do ano anterior, neste contexto tem-se várias incertezas, tais como preço do gás, cotação do dólar e volume consumido. Quando a transportadora opta pelo Crédito Presumido está assumindo um risco. Ao considerar este cenário não há o que devolver para o carregador.	Não acatado
20	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.13	ED - 6.1.13 - Comentário. O item 6.1.13 menciona a Nota Técnica ANP nº 09/2022/SIM. Favor verificar se a referência correta seria Nota Técnica ANP Nº 5/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ.	Verificar a referência da Nota Técnica da ANP.	Ambas Notas Técnicas fazem referência ao assunto. Quando a minuta do Edital foi escrita, ainda não havia sido publicada a Nota Técnica ANP Nº 5/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ. O texto será atualizado.	Acatado

21	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.15	ED - 6.1.15 - Comentário. Solicitação de Esclarecimento: Ressalta-se a importância da definição da forma de compensação da conta regulatória, visto que tais valores podem impactar fortemente os valores a serem pagos pelos carregadores, além de dificultar a previsibilidade de preços para os consumidores, produtores e importadores que estão negociando contratos de compra e venda de gás neste momento de abertura do mercado de gás.	Visando dar transparência ao mercado, e para que os Usuários do transporte possam fazer o acompanhamento dos valores apurados na Conta Regulatória e posteriormente acompanhar o acerto desse saldo no processo de reajuste de tarifas, a transportadora deve publicar em seu site ou POC o saldo mensal desses valores.  Há de se atentar que o referido valor (R\$ 95 milhões) refere-se a um diferencial de custos e não propriamente diferencial de receitas (ver item 114 - Nota Técnica nº 13/2019-SIM).  Em outras palavras, o montante da Conta Regulatória refere-se apenas a uma diferença entre custos operacionais (aprovados vs observados), não contemplando assim valores pelo lado de receitas por exemplo, para os casos de penalidades ou ainda por flutuação de tarifas frente as tarifas de referência na contratação de capacidade (ver item 82 – Nota Técnica 5/2022-SIM).	As regras e condições de funcionamento da conta regulatória serão objeto de regulamentação específica da ANP, em fase de elaboração para adequação ao novo marco legal resultante da aprovação da Nova Lei do Gás (Lei n. 14.134/2021) e Decreto do Gás (Decreto n. 10.712/2021). Até que o tema seja regulamentado pela ANP, o funcionamento da Conta Regulatória segue o disposto na NT 13/2019, em especial seus itens 120 a 127, e as situações não previstas vêm sendo tratadas caso-a-caso pela Agência. No entanto, antes mesmo de sua regulamentação, a ANP, com vistas a aumentar a transparência das receitas das transportadoras de gás natural, avaliará a melhor forma de dar publicidade dessas informações como mecanismo social de verificação, somando-se à supervisão realizada pela Agência.	Acatado parcialmente
22	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.16	ED - 6.1.16 - Alteração. 6.1.16. Conforme já informado no Edital da Chamada Pública nº 03/2021, cumpre destacar o término do Contrato TCX Brasil (+ 6,00MM m³/d) a partir de 31/12/2021, resultando assim numa oferta de capacidade total aproximada de 24,08MM m³/d desde a última Chamada Pública. Conforme esclarecido no item 15 da Nota Técnica nº 01/2021/SIM, será aplicada a proporção de 80,10% nos seguintes elementos tarifários: Base Regulatória de Ativos, Custos de Operação e Manutenção, Despesas Gerais e Administrativas e Reinvestimentos a partir do ano de 2022. A proporção de 80,10% foi calculada considerando a razão entre as capacidades de transporte dos Contratos TCQ e TCX Brasil (24,08MM m³/d) e o somatório da capacidade original dos Contratos de Transporte TCQ, TCX e TCO de 30,08MM m³/d. Cumpre ressaltar que, para aplicação da proporção indicada acima (80,01%), serão (i) excluídos da BRA, 5% referente ao investimento na capacidade de transporte de saída do Contrato CPAC e (ii) excluídos os Custos de Operação e Manutenção, Despesas Gerais e Administrativas referentes ao Contrato CPAC. Os custos remanescentes do Contrato CPAC já são devidamente pagos através das tarifas do mesmo.	De forma análoga ao tratamento dos investimentos relacionados ao Contrato CPAC, conforme solicitação de alteração para o item 6.1.5, também para o custeio de operação e manutenção, despesas gerais e administrativas, é importante considerar o Contrato CPAC no portfólio de contratos da transportadora uma vez que ele também compõe a receita da TBG. Dessa forma, os custos de O&M e G&A referentes ao CPAC devem ser excluídos da base de cálculo tal como os do Contrato TCO Brasil. Se os custos de O&M e G&A referentes ao Contrato CPAC não forem excluídos, significa que os mesmos estão sendo remunerados em duplicidade (através do próprio Contrato CPAC e também dos contratos de E/S). Uma vez reconhecida essa necessidade de ajuste, os valores pagos nos anos pretéritos deste ciclo tarifário deverão ser computados para o cálculo das tarifas futuras. Da mesma maneira, devem ser excluídos os valores referentes a 5% do investimento relacionado ao Contrato CPAC 2007 para que não haja duplicidade na remuneração da TBG (através da BRA e também do Contrato CPAC 2007). Merece destacar a necessidade de análise quanto aos valores previamente já pagos nas chamadas públicas 2019-2022, possivelmente em duplicidade.	O comentário procede e será atendido oportunamente, uma vez que depende de avaliação detalhada do contrato CPAC, de tratativas junto à Petrobras e da avaliação da necessidade de aditivos contratuais. Dados os impactos indesejados de atrasos na conclusão tempestiva da CP04 e a pouca relevância do ajuste a ser realizado, este será aplicado futuramente, compensando o recebimento a maior nos anos de 2020, 2021, 2022 e 2023.	Acatado parcialmente
23	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.18	ED - 6.1.18 - Comentário. Pedido de Esclarecimento: 6.1.18. O Poder Calorífico de Referência (PCR) é para 9.400,00 (nove mil e quatrocentos) quilocalorias por metro cúbico de gás de natural (kcal/m³).	A Nota Técnica ANP Nº 5/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ menciona que as tarifas consideram o PCS 9.192,8 kcal/m³. Solicitamos verificar se a referência ao PCS está correta.	O Poder Calorífico de Referência (PCR) foi alterado para 9.400,0 kcal/m³ a partir de 2022. Houve erro material na NOTA TÉCNICA Nº 5/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ	Acatado

24	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.19	<p>ED - 6.1.19 - Alteração. A partir desta Chamada Pública aplicar-se-á o percentual de Desconto de Interconexão para os Pontos de Entrada e de Saída de EMED Gascar. O Desconto de Interconexão ficou definido em 80%, conforme orientação do Órgão Regulador através do OFÍCIO Nº 194/2022/SIMCGN/SIM/ANP-RJ de 22 de junho de 2022. Para as demais interconexões (EMED Guararema e Jacutinga), ainda são necessários ajustes técnicos e comerciais adicionais para que o desconto possa ser aplicado. Tais ajustes deverão ser concluídos e as tarifas recalculadas e prontamente aplicadas, de forma que os descontos na EMED Guararema e Jacutinga estejam vigentes até a data-limite de 01/01/2024.</p>	<p>A convergência para uma zona única de mercado deve ser um objetivo a ser perseguido desde o início pela agência reguladora. Embora ainda possam existir dificuldades de implementar essa convergência, no curto prazo, é essencial que não haja um custo significativo para o gás transitar de uma malha para outra, em especial, quando não houver gargalos físicos. Dessa forma, é imprescindível que as tarifas de todas as interconexões sejam aproximadamente nulas ou sirvam apenas como mecanismo de alocação marginal. Essa questão é ainda mais importante, pois essas tarifas estão previstas no horizonte 2023-2027, o que pode dificultar a integração das malhas nesse período.</p>	<p>A transportadora iniciou o processo de redução das tarifas de interconexão mediante o desconto de 80% na interconexão com o GASCAR Ofício nº 194/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ (SEI 2273921), de 22/06/2022. O objetivo é ampliar os descontos às demais interconexões mas parte da capacidade destas interconexões estão inseridas em zonas contratada por contrato legado (TCO). Portanto, são necessários ajustes técnicos e comerciais adicionais para que o desconto possa ser estendido a demais interconexões com a maior brevidade possível, que é o objetivo da ANP. Salienta-se que as tarifas para os anos de 2024 a 2027 são indicativas e serão ratificadas ou retificadas conforme o processo de contratação do ano imediatamente anterior, abrindo a possibilidade da aplicação de descontos nas demais interconexões ou aumento dos descontos nas interconexões que já são objeto de desconto no corrente processo.</p>	Acatado parcialmente
25	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sétima	Submissão da Manifestação de Interesse	7.1.7	<p>ED - 7.1.7 - Inclusão. 7.1.7.1 O remanejamento das Capacidades de Transporte Disponíveis que trata o item 7.1.7 poderá ser realizado, desde que respeitados os volumes atualmente movimentados em cada Ponto de Entrada e Zona de Saída, calculados a partir do histórico dos 12 meses anteriores à publicação deste edital. Dessa forma, o remanejamento não pode ser realizado caso o resultado do mesmo implique em Capacidade de Transporte Disponível inferior à demanda atual de determinado Ponto de Entrada e Zona de Saída.</p>	<p>A inclusão dessa regra tem por objetivo preservar a garantia de atendimento ao mercado já existente, mantendo a segurança dos investimentos por parte dos consumidores de gás natural e a atratividade deste mercado.</p>	<p>Já foram promovidas alterações nas regras de alocação de capacidade, em relação ao regramento aplicado na CP03/2021, que endereçam essa preocupação. As mudanças foram no sentido de prever uma avaliação da ANP quanto aos impactos de eventual remanejamento de capacidade entre zonas de saída antes de sua efetiva implementação. Não consideramos adequada a regra sugerida, uma vez que oscilações relevantes na demanda (dependente da previsão de despacho térmico e, eventualmente, de alterações na demanda industrial) podem justificar a concretização do remanejamento de capacidade.</p>	Acatado parcialmente
26	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sétima	Mecanismo de Leilão de Preço Ascendente	7.4.1	<p>ED - 7.4.1 - Alteração. 7.4.1. O Leilão de Preço Ascendente (Ascending Clock) utiliza-se de degraus tarifários para ajustar demandas que excedam a oferta de Capacidade Disponível na etapa das Propostas Garantidas. Estas adequações são obtidas através da utilização de um intervalo grande de Tarifa ("Grande Degrau de Tarifa"), com o intuito de a demanda se tornar igual ou inferior à oferta, observando-se que o mecanismo de Leilão de Preço Ascendente (Ascending Clock) será limitado a 1 (uma) rodada conforme item 7.4.10.</p>	<p>Uma vez que o mecanismo do Leilão de Preço Ascendente será limitado a 1 (uma) rodada, não será aplicável o Pequeno Degrau de Tarifa.</p>	<p>Esta prevista somente uma rodada do leilão Ascending Clock (AC) sendo aplicado o Grande Degrau para definir uma eventual disputa de forma rápida visando a breve resolução do leilão. Com exceção do número de rodadas, que foi reduzido de 3 para 1, foi mantida a aplicação do Grande Degrau na primeira rodada. O Pequeno Degrau continua aplicável, pois caso a tarifa correspondente ao Grande Degrau resulte em demanda por capacidade inferior àquela disponível, é necessário um mecanismo de ajuste.</p>	Não acatado



27	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sétima	Mecanismo de Leilão de Preço Ascendente	7.4.1.1	ED - 7.4.1.1 - Comentário. Solicitação de Esclarecimento: Conforme Nota Técnica nº 5/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ (item 82), na planilha de cálculo tarifário, foi adotada uma metodologia que compartilha os impactos de uma variação dos volumes contratados em relação ao cenário de demanda de referência entre os anos do período regulatório. Caso a contratação de capacidade seja inferior àquela que foi utilizada no cálculo tarifário/no cenário de referência, o montante de receita à menor a ser recebida pelo Transportador será compensada por meio da Conta Regulatória. Tal método leva a uma tarifa flutuante que tende a oscilar de maneira suavizada, auxiliando no amortecimento tarifário e gerando maior previsibilidade para o mercado. O edital não menciona nada a respeito de como esse mecanismo funcionará.	Como será a dinâmica do cálculo das tarifas em 2023 e 2024 na hipótese de redução significativa da capacidade contratada em relação aos valores definidos para o cálculo da tarifa de referência de 2023? As tarifas resultantes serão limitadas em algum percentual específico? Solicita-se que esse racional esteja explícito no Edital.	Não há previsão de mudança na metodologia em relação aos processos de Chamada Pública anteriores (erro material na Nota Técnica nº 5/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ).  O cálculo da tarifa de referência após a MI toma por base a contratação efetiva dos Produtos para o primeiro ano (2023) e para os anos seguintes é definido pelo maior entre a capacidade projetada (cenário de demanda de referência) e a capacidade manifestada na etapa de Manifestação de Interesse. Caso haja redução significativa da contratação entre a fase de MIs (quando se definem as tarifas) e a de Propostas Garantidas, dependendo da avaliação de seus impactos, pode ser necessário reiniciar o processo de Chamada Pública. As regras e condições de funcionamento da conta regulatória serão objeto de regulamentação específica da ANP, em fase de elaboração para adequação ao novo marco legal resultante da aprovação da Nova Lei do Gás (Lei n. 14.134/2021) e Decreto do Gás (Decreto n. 10.712/2021). Até que o tema seja regulamentado pela ANP, o funcionamento da Conta Regulatória segue o disposto na NT 13/2019, em especial seus itens 120 a 127, e as situações não previstas vêm sendo tratadas caso-a-caso pela Agência.	Acatado/Esclarecido
28	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sétima	Mecanismo de Leilão de Preço Ascendente	7.4.2	ED - 7.4.2 - Alteração. 7.4.2. O intervalo referente ao Grande Degrau de Tarifa é expresso em R\$/MMBtu para cada Ponto de Entrada e/ou Zona de Saída e está disponível na Planilha Padrão de Solicitação de Capacidade referente às Zonas de Saída e/ou aos Pontos de Entrada Solicitados.	Uma vez que o mecanismo do Leilão de Preço Ascendente será limitado a 1 (uma) rodada, não será aplicável o Pequeno Degrau de Tarifa.	Esta prevista somente uma rodada do leilão Ascending Clock (AC) sendo aplicado o Grande Degrau para definir uma eventual disputa de forma rápida visando a breve resolução do leilão. Com exceção do número de rodadas, que foi reduzido de 3 para 1, foi mantida a aplicação do Grande Degrau na primeira rodada.	Não acatado
29	Instituto Brasileiro do Petróleo e Gás - IBP	Sétima	Mecanismo de Leilão de Preço Ascendente	7.4.2.2	ED - 7.4.2.2 - Exclusão. 7.4.2.2. O Pequeno Degrau de Tarifa terá o valor correspondente a 20% (vinte por cento) do Grande Degrau de Preços.	Uma vez que o mecanismo do Leilão de Preço Ascendente será limitado a 1 (uma) rodada, não será aplicável o Pequeno Degrau de Tarifa.	Esta prevista somente uma rodada do leilão Ascending Clock (AC) sendo aplicado o Grande Degrau para definir uma eventual disputa de forma rápida visando a breve resolução do leilão. Com exceção do número de rodadas, que foi reduzido de 3 para 1, foi mantida a aplicação do Grande Degrau na primeira rodada.	Não acatado
30	Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (Sulgás)	Terceira	Cronograma	3.1	ED - 3.1 - Alteração. Cronograma da Chamada: Submissão da proposta garantida, Termo de Compromisso e Garantias Financeiras. Extensão do prazo compatível com a obtenção das garantias financeiras e processo decisório.	Prazos muito exíguos e incompatíveis com a complexidade do tema e das pesadas obrigações assumidas pelos participantes em cada uma das etapas do processo. O cronograma prevê apenas 7 dias para a etapa de proposta garantida que é uma etapa que envolve custos e, na qual o participante já assume riscos relacionados a eventual contratação. A abertura do mercado de gás está em processo de desenvolvimento e até que se torne uma realidade, há que ser considerada alguma flexibilidade, especialmente do ponto de vista dos compromissos a serem assumidos pelos diferentes agentes impactados pelas regras de contratação de capacidade de transporte.	O cronograma previsto na minuta do edital observa os prazos historicamente previstos para execução do processo de Chamada Pública. O processo de Chamada Pública é longo e dividido em etapas justamente para que o cenário de referência seja afinado conforme as necessidades de capacidade apontados pelos participantes no curso do processo. Todo o regramento foi pensado para que o cenário resultante da etapa de Manifestação de Interesse seja o mais próximo possível daquele que se confirmará na etapa de propostas garantidas. Os agentes devem se antecipar e estar preparados para apresentar a documentação requerida nesta última etapa.	Não acatado

31	Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (Sulgás)	Quinta	Produtos	5.3	ED - 5.3 - Comentário. Produtos: O período de contratação das chamadas considera contratações para o longo prazo (5 anos), o que não acompanha a dinâmica de um mercado em processo de abertura com diversas incertezas, instabilidades e lacunas regulatórias.	O Rio Grande do Sul é impactado pela restrição física no trecho sul do Gasbol, o que reprime o crescimento do mercado de gás no Estado. Somado a isso tem-se o fato de que o processo da chamada permite a realocação de capacidades entre zonas de saída (o que ocorreu na CP03) deixando a questão do transporte no RS ainda mais vulnerável e exigindo que a Sulgás se posicione como um agente "garantidor" da capacidade de transporte para o Estado e se comprometa com contratos para longo prazo.	O mecanismo de alocação previsto no edital permite apenas que caso uma zona não exerça integralmente a capacidade inicialmente alocada, tal capacidade possa ser deslocada para outra zona que demande esta capacidade, desde que operacionalmente possível e observado o antedimento integral das solicitações de capacidade da zona da qual esta capacidade estava alocada inicialmente para a etapa de MI. É preciso estabelecer que é dada uma preferência inicial e não uma exclusividade para as zonas de saída. A RANP 11/2016 traz regras que permitem a cessão de capacidade contratada, instrumento que pode mitigar o risco de contratação de capacidade pela CDL caso haja migração de agentes para o mercado livre.	Não acatado
32	Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (Sulgás)	Sétima	Submissão da Manifestação de Interesse	7.1	ED - 7.1 - Comentário. Manifestação de Interesse: é uma etapa não vinculante que gera impactos irreversíveis no processo e, portanto, vinculantes para os participantes uma vez que possibilita o remanejamento irreversível de capacidades entre pontos de entrada e/ou zonas de saída e recalcula as tarifas. Tal etapa não deveria ter o condão de alterar de forma irreversível as capacidades de contratação ofertadas no início da Chamada Pública.	A regra estabelecida não é compatível com um sistema onde já restrição de capacidade física de transporte como é o caso do Gasbol. A possibilidade de realocação de capacidade por uma indicação da intenção de contratar sem a observância do real fluxo físico do gasoduto é prejudicial ao mercado uma vez que pode deixar regiões desatendidas. Ainda, tal regra da forma como se apresenta, permite que um participante provoque alteração nas alocações de capacidades e impactos nas tarifas e depois desista da contratação sem penalidade.	Já foram promovidas alterações nas regras de alocação de capacidade, em relação ao regramento aplicado na CP03/2021, que endereçam essa preocupação. As mudanças foram no sentido de prever uma avaliação da ANP quanto aos impactos de eventual remanejamento de capacidade entre zonas de saída antes de sua efetiva implementação. Oscilações relevantes na demanda (dependente da previsão de despacho térmico e, eventualmente, de alterações na demanda industrial) podem justificar a concretização do remanejamento de capacidade. O processo de Chamada Pública é longo e dividido em etapas justamente para que o cenário de referência seja afinado conforme as necessidades de capacidade apontados pelos participantes no curso do processo. Todo o regramento foi pensado para que o cenário resultante da etapa de Manifestação de Interesse seja o mais próximo possível daquele que se confirmará na etapa de propostas garantidas.	Não acatado
33	ABRACE - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Terceira	Cronograma	3	(ED) 3-Cronograma Reitera-se pela necessidade de atualização do cronograma indicativo estabelecido no Edital, uma vez que a data divulgada para início da Chamada Pública nº 04/2022 é 12/09/2022, antes mesmo do término do prazo para envio das contribuições, o que ocorrerá no dia 14/09/2022.	Sugerimos atualização do cronograma, com o objetivo de comportar prazo suficiente para análise das contribuições e eventuais aprimoramentos do Edital e das minutas de Contrato pela ANP, preservando os intervalos entre cada uma das etapas.	As datas indicadas na minuta do edital são meramente indicativas e serão atualizadas no momento da publicação da versão definitiva do Edital.	Acatado
34	Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul (Sulgás)	Sétima	Mecanismo de Leilão de Preço Ascendente	7.4	ED - 7.4 – Subitem 7.4.3 - Comentário. Mecanismo de Leilão de Preço Ascendente: o aumento de tarifa em função de disputa de capacidade deveria ser aplicado somente sobre a capacidade em disputa e não sobre toda a capacidade contratada.	O aumento da tarifa resultante de uma disputa de capacidade deve ser aplicado somente a parcela da capacidade que for objeto de disputa. A aplicação do aumento da tarifa sobre a capacidade total contratada somente onera o sistema. Tal situação foi vivenciada na CP03 e o assunto foi abordado junto à TBG em diversas discussões ocorridas durante o processo.	O aumento tarifário previsto no leilão de preço ascendente busca a convergência da demanda agregada dos agentes à capacidade ofertada. Pelo princípio da isonomia, refletido no Art. 59 da Resolução ANP 15/2014, as tarifas devem refletir a qualidade do serviço daquele produto e os seus determinantes do custo, não sendo possível, portanto, produtos idênticos serem tarifados de forma distinta.	Não acatado

35	ABRACE - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.16.1	<p>(ED) 6 - Tarifas; 6.1.16.1 - Aquisição de Gás para Empacotamento</p> <p>A planilha utilizada e publicada pela ANP relativa ao cálculo tarifário considera parcela do linepack (empacotamento) que entrará na Base Regulatória de Ativos, portanto remunerado pela taxa Wacc e a parcela linepack que comporá o estoque operacional. Inicialmente, demonstramos a nossa preocupação ao fato que não houve a realização de um processo concorrencial, público e transparente para a aquisição desses volumes, como uma forma de contestação pelo mercado. À época da consulta pública anterior (CP nº 21/2021) questionamos tais valores, que apenas foi publicado em dezembro, através do Ofício nº 377/2021/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ, o qual demonstra que, pelas condições impostas pela TBG, a única ofertante dos volumes relativos ao empacotamento do contrato TCX foi a Petrobras, ao preço de 99,1% do JKM, com reajustes trimestrais.</p> <p>Curioso notar que, em resposta ao questionamento da ABRACE à CP nº 21/2021, a ANP nos havia informado que a TBG consultou o mercado e recebeu somente proposta da Petrobras, mas que o preço de aquisição, que, frisa-se, se tornou público somente após o fechamento da referida consulta pública, segundo a Agência, tomou por base a política de preços da Petrobras à época.</p>	<p>Pedimos esclarecimentos da ANP em relação à aprovação desta metodologia de precificação, destacando que este valor, que ao nosso ver é alto e muito superior ao gás comercializado ao mercado, irá onerar ainda mais as tarifas, considerando que será aplicada sobre ele a taxa Wacc. Ainda, sugerimos que em aquisições futuras a ANP avalie exigir da transportadora um processo organizado e transparente de aquisição, especialmente no caso da TBG, em que a Petrobras ainda mantém participação acionária. Não há, até o momento, estimativa, para a implantação de plataforma de negociação que possibilite essa transparência, como aventado pela ANP, em resposta aos nossos questionamentos.</p> <p>A contestação pelo mercado possibilita aos potenciais carregadores contribuir com o processo de fiscalização e aprovação da Agência e garantir que o transportador se esforce para buscar máxima eficiência possível. Isso aconteceu, de certa forma, mesmo considerando a limitação de tempo, nos processos de aquisição de gás para estocagem e balanceamento pela TAG e NTS. Nesta aceção, reforçamos a necessidade de exigência pela ANP de métodos transparentes e com tempo hábil para análise do mercado nos processos de aquisição de gás natural pelas transportadoras como, por exemplo, a publicação de um termo de referência ou edital, conforme procedimentos adotados pela TAG e NTS.</p>	<p>O Contrato TCX previa a aquisição do gás de empacotamento, pela Transportadora, do carregador Petrobras. Buscando avaliar as melhores condições de fornecimento junto ao mercado, a TBG realizou ampla consulta de preço para o fornecimento em questão não tendo obtido outras propostas de fornecimento. A documentação completa que evidencia os agentes consultados e o retorno dos mesmos foi recebida pela ANP, que aprovou as condições de preços negociadas junto a Petrobras para ser refletida junto a tarifa de empacotamento. A fórmula de precificação refletiu as condições comerciais das ofertas da Petrobras à época, em função da ausência de outras propostas factíveis.</p>	Acatado/Eslarecido
36	ABRACE - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.14	<p>(ED) 6-Tarifas; 6.1.14-Investimentos Adicionais</p> <p>Em relação aos investimentos adicionais para remanejamento de compressores, a fim de recompor as capacidades de transporte em SC2 e RS1, questionamos a ANP a aplicação da depreciação acelerada para recuperação de tais investimentos em 10 anos.</p>	<p>Como a taxa de depreciação regulatória utilizada pela TBG e também pelas outras transportadoras, considera o horizonte temporal de 30 anos, sugerimos à Agência que adote também o prazo regulatório de 30 anos para este investimento adicional, a fim de uniformizar a aplicação da taxa de depreciação e não onerar demasiadamente o custo do acesso à malha de transporte da TBG.</p>	<p>Após mais de 10 anos sem investimentos relevantes em novos gasodutos de transporte, avaliou-se que uma depreciação acelerada traria incentivos para novos investimentos, em um contexto de reforma de mercado que traz alguma incerteza aos agentes de mercado pela redução dos prazos do contratos de transporte sendo firmados. A depreciação acelerada foi aprovada pela ANP por meio da Resolução de Diretoria nº 193/2022 (SEI 2102665), com base na Nota Técnica 09/2022/SIM.</p>	Não acatado

37	ABRACE - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.5	(ED) 6-Tarifas; 6.1..5-Componentes de cálculo da RMP A ANP considerou na planilha em consulta pública acréscimos na conta "salários e benefícios", a partir de 2022 na proporção do volume ofertado a mais pelo término do contrato TCX. Não nos parece razoável o aumento proporcional de despesas dessa natureza justificado pelo volume a mais ofertado ao mercado. Ressaltamos que não há nova oferta, mas apenas a re-oferta destes volumes para o mesmo ou outros agentes. Ainda, pelos dados divulgados nesta consulta pública, o OPEX realizado pela transportadora em 2020 e 2021 foi substancialmente menor do que aquele aprovado pela Agência em 2019, o que corrobora que permitir o aumento do OPEX, sem uma análise aprofundada das razões para tanto, aumentará desnecessariamente a tarifa, ferindo os princípios da eficiência e da modicidade tarifária.	Sugerimos que a Agência não considere este aumento no cálculo tarifário e peça uma reavaliação da TBG em relação à projeção de OPEX para o período contratual de 2023 a 2027, uma vez que, caso continue ocorrendo um significativo contraste entre os custos operacionais projetados e aqueles efetivamente incorridos, o saldo da conta regulatória a ser compensado e, portanto, atribuído a outros carregadores contratantes nos anos seguintes, será também significativo.	Conforme metodologia aprovada pelo Órgão Regulador na Nota Técnica ANP 008/ 2021/SIM, o custo do OPEX é um dos itens a serem proporcionalizados às capacidades dos Contratos TCQ e TCX Brasil a partir de 2022, visando permitir que o Transportador obtenha receita suficiente para arcar com os seus custos e despesas vinculados à prestação do serviço de transporte, conforme prevê a Resolução ANP 15/2014. Não se trata de aumento de salários, mas apenas de mudança na forma de alocação dos salários existentes entre contratos legados e contratos novos, que vem obedecendo um rateio proporcional à capacidade de transporte de cada um deles. A ANP solicitou à TBG que apresentasse nova projeção de OPEX, a fim de que o cálculo tarifário reflita as informações mais atualizadas e condizentes com a realidade observada nos últimos anos. Os custo de Opex foram revistos e são apresentados na Nota Técnica nº 7/2022.	Acatado parcialmente
38	Compass Comercialização	Quinta	Garantia Financeira da Proposta Garantida	5.4.5	ED –5.4.5 – Inclusão. Propomos que Garantia Corporativa seja nova opção de modalidade de Garantia Financeira apresentada no edital.	Conforme descrito acima, sugerimos algumas modificações afim de que as condições e obrigações sejam equalizadas entre as transportadoras e que não haja nenhum prejuízo para as partes envolvidas.	Não é possível estabelecer o regramento para o aceite de garantia corporativa de forma tempestiva para a conclusão da CP04 ainda em 2022. O pleito do agente será avaliado em uma discussão mais ampla sobre os contratos de transporte	Não acatado
39	Compass Comercialização	Quinta	Garantia do Contrato	5.5.1.1	ED – 5.5.1.1 – Alteração. Redução de prazo de antecedência para a apresentação das garantias contratuais, de 90 (noventa) para 30 (trinta) dias da data definida no contrato como a Data De Início do Serviço de Transporte.		Similarmente ao informado na consulta pública da CP03/2021 a exigência de apresentar as garantias com antecedência mínima de 90 dias para os anos de 2024, 2025, 2026 e 2027 busca assegurar que, em caso de desistência por parte de um carregador, sua capacidade poderá ser ofertada em tempo hábil na chamada pública vigente e nas demais ofertas de capacidade disponíveis tal como o oferta de curto prazo por exemplo.	Acatado

40	Compass Comercialização	Sétima	Submissão da Manifestação de Interesse	7.1.15	<p>ED – Item 7.1.15 - Solicitação de Esclarecimento</p> <p>Solicitamos esclarecimentos sobre os mecanismos de recálculo da tarifa mencionado no item 7.1.15 do edital, para a análise dos demais anos do ciclo tarifário (2023-2027) e o conceito de Conta Regulatória. Ainda, é necessário ter previsibilidade sobre o momento da Chamada Pública em que a tarifa de transporte não será mais alterada, para permitir a avaliação global da contratação do transporte pelos carregadores interessados.</p>		<p>Conforme previsão do Edital, após a etapa de Manifestação de Interesse, o cenário de contratação é reavaliado em função da solicitação dos agentes podendo resultar na definição da capacidade de transporte e das tarifas de referência a serem aplicadas na etapa de Proposta Garantida que é vinculante. As tarifas constantes do Edital são indicativas, calculadas levando em consideração o cenário de referência estabelecido a priori. Alterações na demanda por capacidade na fase de Manifestação de Interesse ensejam o recálculo tarifário, a fim de que as tarifas reflitam o cenário de contratação refinado conforme a indicação dos participantes da Chamada Pública durante essa fase. Nesse momento, as tarifas tornam-se definitivas para o primeiro ano do ciclo de contratação (2023), sendo alteradas apenas nos casos de disputa no Leilão de Preço Ascendente. Para os demais anos, as tarifas são indicativas, calculadas utilizando a maior reserva de capacidade entre o cenário de referência e as contratações efetivas. AS tarifas definitivas serão aquelas resultantes do processo de Chamada Pública do ano imediatamente anterior. Na hipótese de parte da demanda por capacidade ser frustrada na fase de Propostas Garantidas, a diferença de receita a ser auferida pelo Transportador (receitas a menor) fica computada na Conta Regulatória, seguindo o mecanismo de compensação descrito nos itens 120 a 127 da Nota Técnica 13/2019-SIM</p>	Acatado/Esclarecido
41	ABRACE - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Segunda	Transição ao Regime de E/S	2.4	<p>(ED) 2.4 - Transição ao Regime de Entrada e Saída; 2.4.5 e 2.4.6 (Conta Regulatória)</p> <p>Segundo definição constante na Nota Técnica ANP-SIM nº 13/2019, a conta regulatória registrará as diferenças entre a Receita Máxima Permitida (RMP) da transportadora e a receita efetivamente auferida durante o mesmo período tarifário. Ainda, a ANP destaca no referido documento que a conta regulatória será reconciliada, encaminhando o saldo resultante da receita de serviços de transporte, passando a fazer parte da RMP para o próximo período tarifário relevante. E ainda completa: [a] transportadora deve registrar todo o desvio positivo ou negativo da RMP na conta regulatória. Depois de registrar a recuperação insuficiente ou excessiva na conta regulatória, a reconciliação implica um ajuste na futura RMP. Por esta definição, entende-se que os ajustes para mais ou para menos da RMP de um período tarifário (ano), poderá afetar as tarifas para os períodos seguintes até o final do ciclo regulatório, para que não haja instabilidade tarifária.</p> <p>Até esta consulta pública, em análise, o mercado não tinha (e ainda não tem) qualquer informação relativa ao saldo da conta regulatória. A necessidade de investimentos para recompor a capacidade no trecho sul do Gasbol, jogou luz à discussão, uma antiga demanda da ABRACE. Como</p>	<p>Como é um dado importante para a modicidade tarifária e garantia do cumprimento do princípio da neutralidade pelo transportador, sugerimos que o edital aprovado para esta chamada pública, referente à contratação de capacidade de transporte 2023-2027 da TBG, dê a devida publicidade aos valores que compõem a conta regulatória e que a ANP exija do transportador a divulgação dos números em seu site eletrônico.</p> <p>Ademais, na nossa visão as transportadoras não estão atendendo ao disposto no Edital, que ressalta a aplicação do saldo da conta regulatória pela metodologia de “Tarifas Flutuantes” definida pela ANP na Nota Técnica ANP-SIM nº 13/2019, a saber: a RMP de cada ano contratual deve ser deduzida ou acrescida de uma determinada parcela da Conta Regulatória, conforme definida pela ANP, para o cálculo das tarifas de referência do leilão de capacidade que precede a este ano. Se a não aplicação do saldo decorre da ausência de regulação por parte da ANP, sugerimos que a Agência, para garantir isonomia no tratamento das contrapartes, estabeleça um processo provisório para utilização desse saldo, assim como está permitindo a utilização de 50% para abatimento do investimento adicional pela TBG.</p>	<p>As regras e condições de funcionamento da conta regulatória serão objeto de regulamentação específica da ANP, em fase de elaboração para adequação ao novo marco legal resultante da aprovação da Nova Lei do Gás (Lei n. 14.134/2021) e Decreto do Gás (Decreto n. 10.712/2021). Até que o tema seja regulamentado pela ANP, o funcionamento da Conta Regulatória segue o disposto na NT 13/2019, em especial seus itens 120 a 127, e as situações não previstas vêm sendo tratadas caso-a-caso pela Agência. No entanto, antes mesmo de sua regulamentação, a ANP, com vistas a aumentar a transparência das receitas das transportadoras de gás natural, avaliará a melhor forma de dar publicidade dessas informações como mecanismo social de verificação, somando-se à supervisão realizada pela Agência.</p>	Acatado parcialmente

42	ABRACE - Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.15	(ED) 6 - Tarifa; 6.1.5 - Componentes do Cálculo da RMP Notamos que houve alterações sistemáticas na Receita Máxima Permitida (RMP) definida na revisão tarifária de 2019 decorrentes de alterações na Base Regulatória de Ativos (BRA) e outros custos relativos ao OPEX. Contudo, tivemos dificuldades de lastrear as alterações nas projeções para 2023 e 2024, que parecem aumentar muito além daqueles investimentos e custos operacionais considerados. Para contribuir com a análise do mercado, seria importante que, no próximo período tarifário, a ANP apresentasse essas alterações, comparando os valores aprovados em 2019 com os ajustes de previsão em relação ao que for efetivo, por exemplo, adequação das previsões de investimento em relação aos gastos que a transportadora incorreu. Mesmo considerando a expectativa de capacidade a mais a ser ofertada, a tarifa, em valores reais, aumentou significativamente em relação à inicialmente aprovada, cerca de 36% (valor referente à tarifa máxima retirado do Modelo Cálculo Tarifário - Final CP 01_BRA Diretoria_Inflação Observada Rev2). Em valores nominais, esse aumento aproxima de 100%. Para fins de transparência, sugere-se que a ANP apresente essa evolução ao mercado.	Pedimos que a ANP apresente essas alterações, comparando os valores aprovados em 2019 com os ajustes de previsão em relação ao que for efetivo, por exemplo, adequação das previsões de investimento em relação aos gastos que a transportadora incorreu.	A ANP preparará documento específico para dar publicidade à essa questão, no âmbito da apuração integral da Conta Regulatória da TBG.	Acatado parcialmente
43	ABRACE – Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.19	(ED) 6 - Tarifa; 6.1.19 (Interconexão) Na nota técnica que subsidia esta consulta pública a ANP esclarece que somente o ponto de interconexão EMED GASCAR considera o desconto de 80% deliberado pela Agência, por meio do Ofício nº 194/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ. A aplicação do referido desconto aos demais pontos, Paulínia-jacutinga e Guararema, encontram-se em análise devido a ajustes técnicos e comerciais relativos ao contrato legado TCO entre TBG e Petrobras, que exigiria a remoção destes pontos da zona de saída SP2 e, portanto, um aditamento deste contrato. No entanto, não há previsão por parte da Agência de quando estas capacidades de interconexão entre a TBG e a NTS poderiam ser ofertadas.	Tendo em vista a relevância estratégica destes pontos para a negociação da molécula entre agentes localizados em diferentes pontos da malha de transporte brasileira, solicitamos à ANP não apenas a diligência na conclusão desta análise para que esta barreira de acesso possa ser sanada, como também previsibilidade ao mercado de quando estas capacidades serão ofertadas. Seria desejável que a ANP não esperasse a próxima chamada pública para oferta desta capacidade, mas que, havendo capacidades disponíveis, que a TBG as ofertasse na modalidade extraordinária.	A transportadora iniciou o processo de redução das tarifas de interconexão mediante o desconto de 80% na interconexão com o GASCAR, solicitada por meio do Ofício nº 194/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ (SEI 2273921), de 22/06/2022. O objetivo da Agência é implementar descontos progressivos em todas as interconexões entre transportadores, facilitando as trocas entre agentes localizados em áreas atendidas por diferentes transportadores. No entanto, a TBG alegou que parte da capacidade destas interconexões estão inseridas em zonas contratadas por contrato legado (TCO), sendo necessários ajustes técnicos e comerciais adicionais para que o desconto possa ser estendido a demais interconexões com a maior brevidade possível.	Acatado parcialmente
44	ABRACE – Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Quinta	Utilização Sazonal do Serviço de Transporte Firme	5.7	(ED) 5.7. Utilização Sazonal do Serviço de Transporte Firme; 5.7.4 O item 5.7.4 estabelece que a ociosidade proveniente do caráter sazonal da contratação poderá ser demandada sob a forma de serviço interruptível por outro Carregador Interessado. Neste edital, no entanto, a TBG retirou a previsão de aplicação do percentual para modicidade tarifária às contratações na modalidade firme, previsto em regulação.	Pedimos que seja novamente incluído o trecho: “Neste caso, 90% (noventa por cento) do resultado aferido será revertido ao Contratante do Serviço de Transporte Firme”.	Avaliemos o retorno do trecho sugerido como desnecessário. A regra de reversão de parte da receita com contratos interruptíveis para o contratante do serviço firme trata-se de determinação de cunho regulatório prevista na RANP 15/2014.	Não acatado

45	ABRACE – Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres	Quinta	Garantia Financeira da Proposta Garantida	5.4	<p>(ED) 5.4. Garantia Financeira da Proposta Garantida; 5.4.5</p> <p>O item 5.4.5 estabelece as Garantias Financeiras que deverão ser prestadas pelos carregadores. A avaliação de crédito dos carregadores interessados pela TBG preservaria a natureza da atividade de transporte legalmente estabelecida (realizada “por conta e risco do transportador”) e, ao mesmo tempo, reduziria os custos de participação para os carregadores, sem modificar ou fragilizar as exigências aplicáveis às Garantias do Contrato, ampliando a margem de competitividade do procedimento e contribuindo com o desenvolvimento e maturidade do mercado livre de gás natural no Brasil.</p>	<p>Com o objetivo de incrementar a competitividade na CP nº 04/2022, propõe-se, como alternativa às modalidades já previstas no Edital, (i) a possibilidade de apresentação de garantia corporativa; e (ii) a dispensa de apresentação de garantia financeira, substituindo-a por critérios objetivos de análise de crédito do carregador, previamente definidos pelo transportador e aprovados pela ANP. Sugere-se a utilização de avaliação de crédito realizada por consultorias/auditorias independentes com elevado reconhecimento nacional/internacional, além de incontestável grau de confiabilidade de suas análises, como, por exemplo, Standard &amp; Poors ou Fitch Ratings.</p> <p>Propomos a inclusão de um subitem ao edital, com a seguinte descrição: como alternativa às modalidades elencadas neste item, o Carregador poderá, até a data prevista no Cronograma, comprovar possuir um rating corporativo local equivalente a, no mínimo, “AA” na escala de classificação de risco da Standard &amp; Poors ou Fitch Ratings, ou comprovação de qualidade de crédito equivalente, por meio da apresentação de balanços e demonstrações financeiras que evidenciem seus níveis de endividamento e solvência. Caso a qualidade do crédito apresentada esteja dentro dessas diretrizes de avaliação de crédito, o Carregador estará dispensado do aporte de garantia financeira.</p>	<p>Inicialmente é necessário destacar que, conforme o disposto no §2º do Art. 1º da Lei 14.134/2021, a exploração da atividade de transporte corre por conta e risco do empreendedor. Assim, em que pese a TBG ter implementado uma política de crédito similar à proposta para os produtos de curto prazo e interruptível, argumentou que os contratos firmes anuais representam um percentual muito elevado da sua receita total, sendo necessária a exigência de garantias financeiras que mitiguem o risco de inadimplência.</p>	Não acatado
46	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Segunda	Transição ao Regime de E/S	2.4.5	<p>ED - 2.4.5 Alteração.</p> <p>2.4.5. Para atendimento ao disposto no item 2.4.4, os valores apurados e aprovados pela ANP como sobre-receita ou sub-receita em relação ao definido como RMP serão computados em uma Conta Regulatória, a ser disciplinada por meio de Ato Normativo, visando ao controle da Receita Máxima Permitida do Transportador. O saldo desta Conta Regulatória deverá ser revertido nas tarifas de transporte.</p>	<p>Entendemos que o saldo da Conta Regulatória deve ser revertido nas tarifas de transporte, corroborando para a modicidade tarifária.</p>	<p>As regras e condições de funcionamento da conta regulatória serão objeto de regulamentação específica da ANP, em fase de elaboração para adequação ao novo marco legal resultante da aprovação da Nova Lei do Gás (Lei n. 14.134/2021) e Decreto do Gás (Decreto n. 10.712/2021). Até que o tema seja regulamentado pela ANP, o funcionamento da Conta Regulatória segue o disposto na NT 13/2019, em especial seus itens 120 a 127, e as situações não previstas vêm sendo tratadas caso-a-caso pela Agência. No presente caso, o saldo da Conta Regulatória será revertido em redução tarifária nos anos de 2023 e 2024.</p>	Acatado parcialmente

47	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Segunda	Transição ao Regime de E/S	2.4.7	<p>ED - 2.4.7 - Comentário - Conta Regulatória</p> <p>Sugerimos que na eventual possibilidade de aplicar saldos positivos da Conta Regulatória como investimento, esses investimentos sejam incorporados no ativo da TBG a valor zero, a fim de evitar a dupla cobrança.</p> <p>Conforme previsto nas definições do Edital, as "Tarifas Flutuantes" referem-se a uma metodologia que trata de mitigação de subsídios temporais cruzados entre contratos, conforme descrita nos itens 2.4.8 a 2.4.9, a ser regulamentada em Ato Normativo específico pela ANP. Destacamos a importância da participação dos agentes do mercado na regulamentação da metodologia que tem por objetivo a mitigação de subsídios temporais cruzados.</p>	<p>Conforme previsto nas definições do Edital, as "Tarifas Flutuantes" referem-se a uma metodologia que trata de mitigação de subsídios temporais cruzados entre contratos, conforme descrita nos itens 2.4.8 a 2.4.9, a ser regulamentada em Ato Normativo específico pela ANP. Destacamos a importância da participação dos agentes do mercado na regulamentação da metodologia que tem por objetivo a mitigação de subsídios temporais cruzados.</p> <p>A incorporação ao ativo a valor zero dos investimentos subsidiados pelos saldos da conta regulatória evita que os usuários paguem duas vezes pelo mesmo ativo, uma através da Conta Regulatória e outra através da remuneração do ativo. Uma aplicação diferente desta proposta não é coerente com os subsídios cruzados temporais que se está tentando evitar no 2.4.7.</p>	<p>As regras e condições de funcionamento da conta regulatória serão objeto de regulamentação específica da ANP, em fase de elaboração para adequação ao novo marco legal resultante da aprovação da Nova Lei do Gás (Lei n. 14.134/2021) e Decreto do Gás (Decreto n. 10.712/2021). Até que o tema seja regulamentado pela ANP, o funcionamento da Conta Regulatória segue o disposto na NT 13/2019, em especial seus itens 120 a 127, e as situações não previstas vêm sendo tratadas caso-a-caso pela Agência. No entanto, antes mesmo de sua regulamentação, a ANP, com vistas a aumentar a transparência das receitas das transportadoras de gás natural, avaliará a melhor forma de dar publicidade dessas informações como mecanismo social de verificação, somando-se à supervisão realizada pela Agência. Sobre a incorporação de ativos pagos por meio do saldo positivo na Conta Regulatória a valor zero, esse deve ser o tratamento dado à rubrica de investimentos, porém é necessário refletir o OPEX dos projetos no cálculo tarifário.</p>	Acatado
48	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Segunda	Contratos Legados	2.5.2	<p>ED - 2.5.2 Alteração.</p> <p>2.5.1. Na data prevista para o início da prestação do serviço de transporte associado aos Produtos desta Chamada Pública, a TBG ainda será signatária de 2 (dois) contratos de transporte na modalidade firme celebrados anteriormente a primeira Chamada Pública no regime de E/S conduzida pela TBG em 2019, denominados Contratos Legados, quais sejam: (i) Contrato TCO Brasil, com capacidade contratada de 6 MMm<sup>3</sup>/d, (seis milhões de metros cúbicos por dia), com término previsto para 04/09/2041, contratação diferente do regime de entrada e saída; e (ii) Contrato CPAC 2007, com capacidade contratada de saída de 5,2 MMm<sup>3</sup>/d (cinco vírgula dois milhões de metros cúbicos por dia), com término previsto para 30/09/2030, foi aditado para um contrato de transporte de saída em observância ao Art. 44, § 1º, da Lei 14.134 de 14 de abril de 2021. Em conjunto com os Contratos de Transporte celebrados mediante o regime de Entrada e Saída, o Contrato TCO Brasil e o Contrato CPAC 2007 compõe o portfólio de contratos vigentes que inclui aqueles que venham a ser celebrados no âmbito da Chamada Pública de que trata este Edital.</p>	<p>Recomendamos deixar claro que no contrato TCO o serviço de transporte é prestado em modalidade distinta do regime de Entrada/Saída.</p>	<p>Para fins de maior clareza, será incluída a informação de que o TCO é um contrato de transporte na modalidade postal</p>	Acatado



49	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Segunda	Contratos Legados	2.5.3 (i)	ED - 2.5.3 (i) - Comentário. De forma similar ao que é concedido aos Contratos Legados, é necessário prever a possibilidade de os Carregadores Vencedores realizarem a programação de gás em outra Zona de Saída desde que respeitada a prioridade da alocação feita inicialmente pelos Carregadores Vencedores da Chamada Pública e, subsequentemente, pelo Contratos Legados.	O item 2.5.3 (i) prevê que os contratos legados terão direito de solicitar programação em outra Zona de Saída a montante, desde que respeitada a prioridade de atendimento dos Carregadores Vencedores desta Chamada Pública. Entendemos que prever a flexibilidade para os demais carregadores é importante para garantir a otimização da utilização da capacidade de transporte.	A oferta de capacidade de transporte nas Chamadas Públicas da TBG somente foram possíveis com a redução da flexibilidade de Contratos Legados conforme o indicado nos itens 24,25 e 26 da Nota Técnica Nº 5/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ Os contratos legados foram aditivados e negociados pela ANP para que fosse possível a consecução da oferta de capacidade de E/S, tendo havido importante redução das flexibilidades do agente incumbente. Se tal flexibilidade fosse concedida isonomicamente a todos os carregadores, o acesso de terceiros ficaria inviabilizado, conforme ocorria na vigência dos contratos legados originais	Não acatado
50	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Segunda	Contratos Legados	2.5.4	ED - 2.5.4 - Comentário. Esclarecer como será tratada a priorização da programação do gás em um determinado Ponto de Entrega (City Gate).	O Edital não é claro quanto à regra de priorização da alocação do gás entre os contratos legados e novos contratos. É importante ter o entendimento de como se dará a alocação do gás em cada Ponto de Entrega, tendo em vista que existem Sistemas isolados na rede de distribuição que não possuem redundância para o atendimento a um determinado local de consumo, podendo comprometer a entrega de gás a consumidores finais.	As regras de alocação e programação podem ser encontradas na cláusula 7 do Anexo III e na cláusula 2 do Apêndice II da minuta de contrato de transporte de entrada e saída. No que tange à regra de priorização do contratos, ver cláusula 2.5.1 do Apêndice II do Contrato.	Acatado
51	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Terceira	Cronograma	3.4	ED - 3.4 - Comentário. Leilão de Preço Ascendente 3.4. A etapa de Proposta Garantida prevê a possibilidade de aplicação do mecanismo de Leilão de Preço Ascendente, conforme item 7.4.	Solicitamos esclarecimento para o caso de haver alteração da RMP devido à utilização do mecanismo de Leilão de Preço Ascendente: Como será tratada essa alteração e como será feita a devolução de possíveis montantes aos usuários da rede?	Os valores auferidos no Leilão de Preço Ascendente serão computados na Conta Regulatória para fins de compensação na RMP.	Acatado/Esclarecido
52	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Quinta	Garantia Financeira da Proposta Garantida	5.4.3.2	ED - 5.4.3.2 - Comentário. Proposta Garantida 5.4.3.2. O montante de Garantia Financeira da Proposta Garantida exigido de cada Carregador Habilitado será equivalente a 10% (dez por cento) do valor referente à Solicitação de Capacidade submetida na Proposta Garantida.	Sugerimos deixar claro que as propostas submetidas em proporção maior do que a garantia esperada serão anuladas.	o Item 5.4.2 já endereça a preocupação do agente ao registrar que "Os Carregadores Habilitados serão responsáveis pela comprovação, junto à TBG, do aporte da Garantia Financeira da Proposta Garantida como condição para a validade das respectivas Propostas Garantidas."	Não acatado
53	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Quinta	Garantia Financeira da Proposta Garantida	5.4.4	ED - 5.4.4 - Exclusão. 5.4.4. Caso o Carregador Habilitado não apresente a Garantia do Contrato ou deixe de assinar o Contrato de Serviço de Transporte, a Garantia Financeira referente a sua Proposta Garantida será executada.	Os Carregadores que não venceram a Chamada Pública não devem ser onerados com a execução do valor da Garantia Financeira, sugerimos a exclusão dessa cláusula do Edital.	O carregador que tenha capacidade alocada na etapa de Proposta Garantida e não assine o Termo de Compromisso e o Contrato, terá a garantia da Proposta garantida executada para garantir a estabilidade financeira do transportador. Tal medida está relacionada com o fato das tarifas serem definidas na etapa anterior (Manifestação de Interesse) e uma diferença no volume contratado ter impacto direto na receita a ser auferida pelo Transportador. A possibilidade de execução da garantia busca obter comprometimento dos carregadores quanto às suas requisições de capacidade e, assim, aproximar a receita resultante das contratações na Chamada Pública da Receita Máxima Permitida aprovada pela ANP para o Transportador.	Não acatado

54	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Quinta	Garantia Financeira da Proposta Garantida	5.4.8	ED - 5.4.8 - Alteração. 5.4.8 Após o resultado da Divulgação da Chamada Pública, de acordo com a data prevista na Seção 3 deste Edital, ocorrerá a devolução da garantia financeira da Proposta Garantida dos Participantes, devendo os Carregadores Vencedores cumprirem apenas com as obrigações relativas às garantias contratuais, conforme detalhadas no item 5.5..	Entendemos que os carregadores que não venceram a Chamada Pública não devem ser onerados com a execução do valor da Garantia Financeira, sugerimos nova redação dessa cláusula do Edital para contemplar a devolução da garantia de todos os participantes, após o resultado da Chamada Pública.	As garantias aportadas quando da etapa de Proposta Garantida serão devolvidas e deverão ser aportadas as garantias financeiras referentes ao contrato de transporte. As hipóteses de execução das garantias da Proposta Garantida constam do item 5.4.4 da minuta do Edital	Não acatado
55	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Quinta	Garantia Financeira da Proposta Garantida	5.4.9	ED - 5.4.9 - Alteração. 5.4.9. Na hipótese da garantia da Proposta Garantida ter sido apresentada através de caução em dinheiro, a TBG realizará a sua devolução no prazo de 7 (sete) dias úteis após a assinatura do Contrato de Serviço de Transporte. O saldo da caução será corrigido e atualizado monetariamente até a data de devolução.	As distribuidoras de gás canalizado são empresas públicas, reguladas e auditadas. A hipótese da garantia em caução por vezes é necessária dado os prazos de contratação alongados, que exigem um processo de cotação concorrencial. No entanto, a opção da caução fica inviabilizada na medida em que não há correção dos valores, pois o administrador público não pode abrir mão dos recursos em caixa aplicados destinados a contrato que não prevê a correção destes valores. O transportador não deve obter benefícios financeiros contratuais sua remuneração deve advir da prestação dos serviços de transporte, assim, se faz necessário corrigir tais valores ao longo do tempo e devolvê-los a quem os depositou.	Ainda que o depósito caução seja uma alternativa de curto-prazo/temporária para a prestação de garantias financeiras, já que as outras opções (fiança bancária e/ou seguro-garantia) apresentam, historicamente, custos muito inferiores, a fim de garantir a isonomia de tratamento com a correção exigida, por exemplo, em vários dos itens constantes do ANEXO II-A – TARIFAS E VALORES A FATURAR, foi incluída a previsão de correção pela SELIC dos valores depositados a título de caução até que sejam devolvidos ao carregador.	Acatado
56	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Quinta	Garantia do Contrato	5.5	ED - 5.5 - Exclusão. Solicitamos que a ANP exclua a obrigatoriedade de oferecimento de uma garantia financeira para os contratos com as Concessionárias de Serviço Público de Distribuição de Gás Canalizado, ou que, alternativamente, seja revisto o valor da Garantia Financeira dos Contratos.	Entendemos que a garantia financeira é uma forma de inibir a participação na Chamada Pública por mera especulação. No entanto, consideramos o valor equivalente ao produto de 100 (cem) multiplicado pela Quantidade Diária Contratada, multiplicado pela Tarifa de Transporte Firme ("Valor da Garantia do Contrato"), bastante elevado. O objetivo da garantia financeira é equilibrar os riscos estabelecidos no contrato, trazendo maior segurança para a relação jurídica, de maneira que deve estar balizada para garantir essa premissa e não onerar excessivamente a parte responsável pelo oferecimento da garantia. Com isso, o valor deve ser proporcional ao risco da parte beneficiária, razão pela qual o Edital deve adequar o Valor da Garantia do Contrato à real exposição financeira que o transportador se coloca ao prestar o serviço de transporte. Considerando que as empresas de distribuição de gás canalizado são concessionárias de serviço público regulado, com endereço certo e ativos físicos, entendemos que o risco financeiro para o transportador é muito baixo nestes casos, razão pela qual propomos a retirada dessa exigência para as distribuidoras de gás canalizado.	Em obediência ao princípio da isonomia regulatória, não avalia-se como adequada a concessão de condição comercial mais favorável nos contratos de transporte a qualquer tipo de agente. Muito pelo contrário, o esforço regulatório vai no sentido de atender ao objetivo da política pública de padronização contratual, a fim de reduzir o custo de transação dos agentes atuantes no mercado brasileiro de gás natural. Quanto à proposta de redução do valor das garantias, lembramos que houve uma redução significativa da CP01 para a CP02, caindo de 180 dias para 100 dias (multiplicado pelas tarifas e pelos volumes). A TBG requer esse montante de garantias para os contratos firmes pelo fato da receita proveniente dos contratos de entrada e saída (contratos firmes) representar um percentual muito elevado da sua receita total, devendo esta estar protegida, ao menos parcialmente, do risco de inadimplência.	Não acatado
57	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Quinta	Garantia do Contrato	5.5.11	ED - 5.5.11 - Exclusão.	Entendemos que a apresentação das garantias contratuais e o valor equivalente devem seguir os mesmos prazos e procedimentos, independente do ano de início do serviço de transporte.	Similarmente ao informado na consulta pública da CP03/2021 a exigência de apresentar as garantias com antecedência mínima de 90 dias para os anos de 2024, 2025, 2026 e 2027 busca assegurar que, em caso de desistência por parte de um carregador, sua capacidade poderá ser ofertada em tempo hábil na chamada pública vigente e nas demais ofertas de capacidade disponíveis tal como o oferta de curto prazo.	Não acatado

58	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Quinta	Utilização Sazonal do Serviço de Transporte Firme	5.7.4	ED - 5.7.4 - Alteração. 5.7.4. A ociosidade proveniente do caráter sazonal da contratação poderá ser demandada sob a forma de serviço interruptível por outro Carregador Interessado. Neste caso, 90% (noventa por cento) do resultado aferido será revertido ao Contratante do Serviço de Transporte Firme.	Solicitamos que a ANP esclareça como serão realizadas as ofertas de capacidade disponível por conta da ociosidade proveniente do caráter sazonal. Adicionalmente solicitamos mais informações sobre como ocorrerá essa oferta, as condições, como será feita a aferição e como será feita a reversão para o contratante do gás firme. Nesse sentido, sugerimos que deve ser mantido o texto: "Neste caso, 90% (noventa por cento) do resultado aferido será revertido ao Contratante do Serviço de Transporte Firme." ou que no item 6.2 a tarifa seja calculada com base na capacidade realmente contratada e não por toda capacidade de entrada/saída.	Avaliamos o retorno do trecho sugerido como desnecessário. A regra de reversão de parte da receita com contratos interruptíveis para o contratante do serviço firme trata-se de determinação de cunho regulatório prevista na RANP 15/2014.	Não acatado
59	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Quinta	Zonas de Saída / Ponto de Entrada	5.8.1	ED - 5.8.1 - Inclusão. 5.8.2. A descrição dos Pontos de Entrada e Zonas de Saída encontra-se no Anexo X deste Edital.	Sugerimos manter a referência do anexo onde se encontram a descrição dos Pontos de Entrada e das Zonas de Saída.	Vide Item 5.1.5 da minuta do Edital da CP04/2022: A descrição das condições técnico operacionais dos Pontos e Zonas de Saída e Pontos de Entrada e demais componentes e complementos da Rede de Transporte, encontram-se na tabela constante do Anexo X deste Edital	Não acatado
60	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Quinta	Documentos de Solicitação de Capacidade	5.10.2	ED - 5.10.2 - Comentário. Rodada de Proposta Garantida	Sugerimos que o subitem 5.10.2 faça referência ao Leilão de Preço Ascendente e não à rodadas de proposta garantida, pois será realizado leilão ascendente e não rodadas de propostas, conforme item 7.4.	O referido item faz referência aos documentos associados à requisição de capacidade. Nas rodadas de leilão ascendente, nova proposta garantida deve ser submetida.	Não acatado
61	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.8	ED - 6.1.8 - Inclusão. 6.1.8. O Gás para Uso no Sistema (GUS) será adquirido pelo Transportador do Carregador signatário do Contrato ou de terceiros, mediante a celebração de um contrato de compra e venda de gás para fornecimento do GUS, orientando-se pelos valores de referência praticados no mercado. Ressalta-se que, conforme estabelecido nos contratos de transporte Anexo II, está prevista a cobrança de dois encargos adicionais: (i) Encargo de Gás de Uso no Sistema (EGUS) e (ii) Encargo de Custo Fixo de Encargo de Gás (ECFEG).  6.1.8.1 O TRANSPORTADOR deverá atuar de forma eficiente no controle do uso do GUS, bem como na eficiência de custos de contratação do GUS, sendo que o repasse dos custos do GUS para a tarifa de transporte deve ser validado pela ANP.	Entendemos que deve haver um esforço da cadeia para buscar a otimização de custos de forma a garantir a sustentabilidade do setor. Verifica-se que há grande distorção nos volumes médios de GUS entre os sistemas TBG, NTS e TAG. O GUS deve ter maior controle regulatório de forma a garantir controles eficientes de uso físico, bem como de garantia de que as aquisições de gás para uso do sistema sejam feitas de forma racional, buscando as melhores condições de precificação possíveis. Esses procedimentos atualmente não são transparentes para o mercado, é necessário que seja demonstrado que foi realizada a melhor compra possível para os volumes empregados.	A ANP está verificando com a transportadora a forma para atendimento do pleito. Informamos que ainda não foi celebrado contrato de fornecimento de GUS e Balanceamento pela TBG, justamente porque, após consulta ao mercado, as propostas recebidas não foram satisfatórias considerando seus impactos na tarifa. Dessa forma, o processo foi encerrado para aguardar um cenário mais propício para a referida contratação. No entanto, todas as aquisições de gás pelas transportadoras são acompanhadas e aprovadas pela ANP, que busca garantir que os processos foram competitivos.	Acatado parcialmente
62	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.9	ED - 6.1.9 - Alteração. Estrutura e Metodologia Tarifária Utilizar a mesma redação que consta nos Contratos de Serviço de Transporte para esta cláusula.	Sugerimos que o Edital utilize a mesma redação que consta nos Contratos de Serviço de Transporte para a cláusula em questão.	Não vemos necessidade de uniformização, uma vez que o sentido de ambas as frases é o mesmo, com o uso que linguagem menos jurídica no Edital para facilitar a compreensão	Não acatado
63	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.13	ED - 6.1.13 - Comentário. Estrutura e Metodologia Tarifária	A TBG propõe utilizar 10 anos como período de depreciação dos compressores, cuja vida útil pode ultrapassar 30 anos e, em geral, adota-se um prazo médio de 25 anos, conforme defendido pelo próprio Ministério de Minas e Energia, no ano 2014 (PEMAT 2022), para este mesmo gasoduto. Solicitamos que a ANP confirme como esse prazo de depreciação se compara com o prazo de depreciação adotado para os gasodutos existentes.	A depreciação acelerada foi aprovada pela ANP por meio da Resolução de Diretoria nº 193/2022 (SEI 2102665), com base na Nota Técnica 09/2022/SIM.	Não acatado

64	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.14	ED - 6.1.14 - Comentário. Conta Regulatória	Sugerimos que os investimentos sejam tratados de forma separada sem a utilização da conta regulatória para seu financiamento.	A Resolução de Diretoria nº 193/2022 (SEI 2102665), com base na Nota Técnica 09/2022/SIM, aprovou a utilização de 50% da diferença entre o OPEX projetado e realizado nos anos de 2020 e 2021 para reduzir a RMP em 2024, ano no qual entrará em operação a expansão aprovada no âmbito da CP03.	Acatado
65	COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL - SULGÁS	Sétima	Submissão da Manifestação de Interesse	7.1.6	ED – 7.1.6 - Alteração. Limite de redução de capacidade solicitada: Sugerimos que seja permitida uma variação de capacidade maior que os 5% previstos entre a manifestação de interesse e a proposta garantida.	Ao limitar a alteração para no máximo 5% e definir que as adequações de tarifa após a manifestação de interesse obedecerão às mesmas regras, cria-se a possibilidade de dobrar uma tarifa em um ponto de saída. Por exemplo, se um carregador manifestar interesse em metade da capacidade de um ponto de saída e, não tendo como ocupar essa capacidade inteira e não podendo reduzi-la, abandone o certame antes da proposta garantida. Os outros ofertantes para o mesmo ponto de saída poderão se ver obrigados a arcar com uma tarifa muito superior àquela que haviam se programado para pagar.	A limitação da redução da capacidade solicitada em 5% entre as fases de Manifestação de Interesse e de Propostas Garantidas permite a definição de uma tarifa ao final da fase de MIs, sem expor demasiadamente o transportador a um déficit de receita em relação à RMP aprovada. Ou seja, as tarifas são definidas conforme as solicitações de capacidade na fase de MIs, sendo mantidas fixas nas fases seguintes do processo. A limitação de 5% busca viabilizar essa estabilidade tarifária nas etapas financeiramente vinculantes do processo.	Não acatado
66	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.2	ED - 6.1.2 - Alteração. 6.1.2. A Receita Máxima Permitida (RMP), de acordo com a Resolução ANP 15/2014, deve permitir que o Transportador obtenha receita suficiente para arcar com os seus custos e despesas vinculados à prestação do serviço de transporte, obrigações tributárias não recuperáveis, assim como para a obtenção da remuneração justa e adequada do investimento em bens e instalações vinculados à prestação do Serviço de Transporte e a respectiva depreciação e amortização da Base Regulatória de Ativos.	Entendemos que a Receita Máxima Permitida (RMP) não deve contemplar a obtenção de receita suficiente para arcar com obrigações tributárias em que o Transportador terá o direito de recuperação de créditos.	A RMP e as tarifas de transporte publicadas são líquidas de tributos.	Não acatado
67	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.19	ED - 6.1.19 - Alteração. 6.1.19. A partir desta Chamada Pública aplicar-se-á o percentual de Desconto de Interconexão para os Pontos de Entrada e de Saída de EMED Gascar. O Desconto de Interconexão ficou definido em 80%, conforme orientação do Órgão Regulador através do OFÍCIO Nº 194/2022/SIM CGN/SIM/ANP-RJ de 22 de junho de 2022. Tarifas de Interconexão serão ainda revistas e uma nova regulação deverá ser posta, conforme proposta na agenda 2022-2023 da ANP. A partir da publicação da nova regulação esta cláusula será revista.	Considerando que a regulamentação para tarifas de interconexão, conforme agenda regulatória 2022 - 2023 da ANP e resolução CNPE 03/2022 ainda será revisada e colocada para consulta pública, entendemos que a cláusula deve prever esta questão e informar que a tarifa será revista após a publicação da nova resolução.	A transportadora iniciou o processo de redução das tarifas de interconexão mediante o desconto de 80% na interconexão com o GASCAR Ofício nº 194/2022/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ (SEI 2273921), de 22/06/2022. O objetivo é ampliar os descontos às demais interconexões mas parte da capacidade destas interconexões estão inseridas em zonas contratada por contrato legado (TCO). Dessa forma, são necessários ajustes técnicos e comerciais adicionais para que o desconto possa ser estendido a demais interconexões com a maior brevidade possível. A fim de viabilizar esta e outras adequações dos contratos firmados à regulamentação ora em revisão, a cláusula 6.1.19 será complementada com o seguinte trecho: “ Qualquer alteração da legislação aplicável que demande o ajuste do Desconto de Interconexão estará sujeita ao estipulado nos itens 7.2 e 7.2.1 do Contrato e 19.1 e subitens do Anexo III do Contrato, observando-se o artigo 44, § 2º da Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021.”	Acatado parcialmente

68	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sexta	Cálculo das Tarifas de Referência	6.2	ED - 6.2 - Comentário. Sugerimos que seja revista a forma de cálculo da tarifa mínima, alterando a base de cálculo do máximo da capacidade disponível para a capacidade efetivamente contratada pelos carregadores.	Ao estabelecer que a tarifa mínima considerada é calculada com base na ocupação total da infraestrutura, os carregadores estão obrigados a pagar por eventual ociosidade do sistema, entendemos que o ideal seria que o transportador fosse incentivado a buscar sua a máxima utilização.	A proposta tarifária toma por base a Resolução ANP nº15/2014, Nota Técnica nº13/2019-SIM e a Nota Técnica nº 01/2021/SIM para a determinação das tarifas, que devem refletir o custo da infraestrutura de transporte e a demanda por capacidade. Portanto, não se considera, no cálculo tarifário, a contratação máxima do gasoduto, mas sim o cenário de referência para a real contratação pelos carregadores. O incentivo à máxima utilização da capacidade é dado pela regra tarifária aplicável aos contratos interruptíveis, que permite ao transportador reter 10% da receita referente a tal contrato.	Não acatado
69	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sexta	Cálculo das Tarifas de Referência	6.2.2	ED - 6.2.2 - Exclusão. 6.2.2 (...) e) Tarifa de Capacidade – Empacotamento (TCemp)	Solicitamos que seja revisto o cálculo para o Encargo de Capacidade – Empacotamento. O gás de line-pack é o volume de gás que deve ficar no sistema para sua operação e deve ser considerado da mesma forma que um Ativo (não passível de depreciação). Diferentemente de um encargo nas tarifas, deve formar parte da RMP, mas não ser um encargo por m3, uma vez que não é um fluxo. Como o gás de empacotamento somente precisa ser adquirido uma única vez para ocupação da infraestrutura, não faz sentido que ele tenha um encargo por metro cúbico.	Como a aquisição do gás de empacotamento (linepack) é necessária para o bom funcionamento do segmento de transporte em uma realidade na qual diversos carregadores acessam o sistema, é adequado remunerar o investimento feito pelo transportador. A inclusão desse encargo na tarifa de transporte reflete apenas a forma de cobrança dessa remuneração que deve ser distribuída por todos os carregadores que se beneficiem desse ativo ao longo dos anos de operação, na proporção da sua utilização. Por isso a opção por um encargo volumétrico.	Não acatado
70	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sexta	Cálculo das Tarifas de Referência	6.2.13	ED - 6.2.13 - Comentário. 6.2.13. A Tarifa de Capacidade - Empacotamento corresponde ao custo com aquisição do gás para empacotamento da Rede de Transporte.	Solicitamos que seja revisto o cálculo para o Encargo de Capacidade – Empacotamento. O gás de line-pack é o volume de gás que deve ficar no sistema para sua operação e deve ser considerado da mesma forma que um Ativo (não passível de depreciação). Diferentemente de um encargo nas tarifas, deve formar parte da RMP, mas não ser um encargo por m3, uma vez que não é um fluxo. Como o gás de empacotamento somente precisa ser adquirido uma única vez para ocupação da infraestrutura, não faz sentido que ele tenha um encargo por metro cúbico.	Como a aquisição do gás de empacotamento (linepack) é necessária para o bom funcionamento do segmento de transporte, em uma realidade na qual diversos carregadores acessam o sistema, é adequado remunerar o investimento feito pelo transportador. A inclusão desse encargo na tarifa de transporte reflete apenas a forma de cobrança dessa remuneração que deve ocorrer por todos os carregadores que se beneficiem desse ativo ao longo dos anos de operação, na proporção da sua utilização. Por isso a opção por um encargo volumétrico.	Não acatado
71	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sétima	Submissão da Manifestação de Interesse	7.1.6	ED. 7.1.16 - Comentário. Sugerimos que seja permitida uma variação de capacidade menor que os 5% previstos entre a manifestação de interesse e a proposta garantida.	Ao limitar a alteração para no máximo 5% e definir que as adequações de tarifa após a manifestação de interesse obedecerão às mesmas regras, cria-se a possibilidade de se dobrar uma tarifa em um ponto de saída. Por exemplo, se um carregador manifestar interesse em metade da capacidade de um ponto de saída e, não tendo como ocupar essa capacidade inteira e não podendo reduzi-la, abandone o certame antes da proposta garantida. Os outros ofertantes para o mesmo ponto de saída poderão se ver obrigados a arcar com uma tarifa muito superior àquela que haviam se programado para pagar.	A limitação da redução da capacidade solicitada em 5% entre as fases de Manifestação de Interesse e de Propostas Garantidas permite a definição de uma tarifa ao final da fase de MIs, sem expor demasiadamente o transportador a um déficit de receita em relação à RMP aprovada. Ou seja, as tarifas são definidas conforme as solicitações de capacidade na fase de MIs, sendo mantidas fixas nas fases seguintes do processo. A limitação de 5% busca viabilizar essa estabilidade tarifária nas etapas financeiramente vinculantes do processo ao passo em que preserva o próprio processo de Chamada Pública do risco de ter que ser reiniciado por ter resultado em receitas para o transportador em montante muito aquém da RMP aprovada.	Não acatado

72	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sétima	Mecanismo de Leilão de Preço Ascendente	7.4.1.1	ED - 7.4.1.1 - Alteração. 7.4.1.1.De acordo com a orientação do órgão regulador, eventuais valores apurados e aprovados pela ANP como sobre-receita ou sub-receita em relação ao definido como RMP em função de fatores como a adoção da Dinâmica de Alocação por Preferência, serão computados em uma "Conta Regulatória", a ser definida por meio de Ato Normativo, visando ao controle da Receita Máxima Permitida do Transportador. O saldo desta Conta Regulatória deverá ser revertido nas tarifas de transporte.	Entendemos que o saldo da Conta Regulatória deve ser revertido nas tarifas de transporte, corroborando para a modicidade tarifária.	As regras e condições de funcionamento da conta regulatória serão objeto de regulamentação específica da ANP, em fase de elaboração para adequação ao novo marco legal resultante da aprovação da Nova Lei do Gás (Lei n. 14.134/2021) e Decreto do Gás (Decreto n. 10.712/2021). Até que o tema seja regulamentado pela ANP, o funcionamento da Conta Regulatória segue o disposto na NT 13/2019, em especial seus itens 120 a 127, e as situações não previstas vêm sendo tratadas caso-a-caso pela Agência. No presente caso, o saldo positivo da Conta Regulatória foi revertido em benefício tarifário para os carregadores. Sobre a sugestão de excluir a previsão de reversão do saldo da Conta Regulatória em favor de investimentos em infraestrutura de transporte, não avaliamos como adequada, pois entendemos que essa pode ser a decisão mais adequada a certas situações.	Acatado parcialmente
73	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Sexta	Tarifas	---	Comentário Geral. Disponibilizar o histórico das tarifas praticadas para os produtos de curto prazo no site da TBG.	Sugerimos que as informações sejam de fácil acesso para garantir a transparência do processo de aquisição de capacidade.	As tarifas vigentes de curto prazo ficam disponíveis no Portal de Oferta de Capacidade - POC conforme sítio eletrônico: <a href="https://www.ofertadecapacidade.com.br/produtos">https://www.ofertadecapacidade.com.br/produtos</a> . A TBG esta desenvolvendo um banco de dados das tarifas aplicadas aos produtos de oferta de capacidade para fins de histórico e o publicará assim que concluído.	Acatado
74	ABEGÁS - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado	Segunda	Chamada Pública Coordenada	2	Comentário Geral O Edital deve prever o tratamento que será dado para a futura Interconexão com outras malhas de transporte.	É necessário ter clareza de como será tratada a possível movimentação de gás entre gasodutos pertencentes a diferentes transportadoras, a fim de viabilizar maior acesso e utilização do sistema de transporte, tendo em vista a natureza integrada da indústria de rede, cuja otimização não comporta o tratamento isolado de apenas um trecho.	O processo de integração está em avaliação na ANP e o desconto de 80% na interconexão da TBG com o GASCAR foi um primeiro passo no sentido de facilitar a movimentação de gás em todo o sistema integrado de transporte. Assim que dirimidas as questões contratuais que impõem dificuldades na implementação do desconto nas demais interconexões, este será aplicado de forma progressiva até que as tarifas de interconexão se tornem irrelevantes. Cumpre destacar que a completa integração tarifária dos transportadores depende de mecanismo de repasse de receita entre eles, a ser regulamentado pela ANP, bem como da superação de alguns desafios tributários.	Acatado parcialmente/Esclarecido
75	COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS - COMPAGAS	Quinta	Capacidade de Transporte Disponível	5.2.2	ED - 5 - 5.2 - 5.2.2 - Comentário Capacidade de Transporte Disponível.	A zona de saída do Paraná permanece com 10 mil m3/dia até o ano de 2027; necessidade de viabilizar um acordo de cessão de capacidade, contendo seu preço e as regras de operacionalização.	A capacidade de saída disponibilizada na Zona PR1 observa as condições de capacidade de transporte do sistema e os compromissos contratuais existentes para esta e as demais Zonas. A cessão de capacidade é um instrumento previsto em regulação (RANP 11/2016), porém depende da vontade do carregador detentor do contrato firme em cedê-lo total ou parcialmente. Entretanto, vale destacar que a Lei 14.134/2021 instituiu a previsão de mecanismo de cessão compulsória da capacidade cuja necessidade de utilização continuada não possa ser comprovada (Art. 18, §2º). Caso se deseje utilizado desse novo mecanismo, a ANP deve ser provocada formalmente a avaliar o caso em processo com esse fim.	Acatado/Esclarecido

76	COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS - COMPAGAS	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.18	ED - 6 - 6.1. - 6.1.8 - Comentário Compra de Gás para Uso no Sistema (GUS)	Necessidade de maior detalhamento a respeito da compra do Gás para Uso no Sistema: qual a sua precificação máxima, de quem é comprado e a existência de alguma fiscalização nessa compra.	A ANP está supervisionando a TBG em seu processo de aquisição de GUS, a fim de garantir que esta ocorra da forma mais eficiente possível, reduzindo seus impactos aos usuários do sistema de transporte de gás. Não há preço-teto instituído a priori, no entanto a ANP solicita que o processo seja aberto a qualquer interessado e transparente, idealmente com propostas convergindo para preços "de mercado", preferencialmente sem grande impacto nas tarifas de transporte. Os últimos processos concorrenciais da TBG para aquisição de GUS e gás para balanceamento foram encerrados sem vencedor, uma vez que as propostas recebidas não foram consideradas satisfatórias por seus relevantes impactos na tarifa.	Acatado/Esclarecido
77	COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS - COMPAGAS	Segunda	Chamada Pública Coordenada	2	ED - Comentário. Novo Item Chamada Pública Coordenada NTS e TBG - Interconexão.	Necessidade de lançamento de uma chamada pública coordenada entre NTS e TBG. Com a falta de suprimento de gás Boliviano a coordenação entre os transportadores é essencial para o acesso à novas fonte.	Uma Chamada Pública Coordenada é um objetivo da ANP. No entanto, como a NTS ainda não reúne as condições para a oferta de capacidade via chamada pública que se encerre ainda em 2022, avaliou-se como inadequado atrasar o processo de contratação do sistema TBG.	Acatado parcialmente
78	COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS - COMPAGAS	Sexta	Tarifas	---	Comentário. Histórico das Tarifas de Transporte	Necessário disponibilizar localização no site da TBG ou outro endereço eletrônico público o histórico das tarifas praticadas dos produtos de curto prazo. No nosso caso entendemos ser muito importante a publicidade e rastreabilidade desses valores, não somente para os carregadores que firmam contratos com a TBG, mas também para os demais stakeholders como CDLs, usuários finais, Agências Reguladoras Estaduais e outros órgãos de controle.	As tarifas vigentes de curto prazo ficam disponíveis no Portal de Oferta de Capacidade - POC conforme sítio eletrônico: <a href="https://www.ofertadecapacidade.com.br/produtos">https://www.ofertadecapacidade.com.br/produtos</a> . Adicionalmente, a TBG esta desenvolvendo um banco de dados da tarifas aplicadas aos produtos de oferta de capacidade para fins de histórico, o qual será divulgado em sua página na internet.	Acatado
79	COMPANHIA PARANAENSE DE GÁS - COMPAGAS	Sexta	Tarifas	---	ED - Comentário. Histórico das Tarifas de Transporte	Necessário disponibilizar localização no site da TBG ou outro endereço eletrônico público o histórico das tarifas praticadas dos produtos de curto prazo. No nosso caso entendemos ser muito importante a publicidade e rastreabilidade desses valores, não somente para os carregadores que firmam contratos com a TBG, mas também para os demais stakeholders como CDLs, usuários finais, Agências Reguladoras Estaduais e outros órgãos de controle.	As tarifas vigentes de curto prazo ficam disponíveis no Portal de Oferta de Capacidade - POC conforme sítio eletrônico: <a href="https://www.ofertadecapacidade.com.br/produtos">https://www.ofertadecapacidade.com.br/produtos</a> . Adicionalmente, a TBG esta desenvolvendo um banco de dados da tarifas aplicadas aos produtos de oferta de capacidade para fins de histórico, o qual será divulgado em sua página na internet.	Acatado

80	Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS	Segunda	Serviço de Transporte Firme	2.3.5	<p>ED - Item 2.3.5 Alteração - 2.3.5. A contratação da capacidade tem implicações operacionais e financeiras para ambas as partes do contrato. Desta forma, deve haver a previsão de mecanismos para proteger o sistema do risco de inadimplemento por parte de um contratante, garantindo a continuidade do serviço aos demais usuários da Rede de Transporte. Esta Chamada Pública para a contratação do Serviço de Transporte exige a apresentação e comprovação da qualidade de crédito do Carregador, e caso esteja abaixo dos limites estabelecidos no item 5.4.1 deste Edital, seja amparada por Garantias Financeiras com liquidez suficiente para não afetar o Transportador em caso de inadimplemento do carregador, visando proteger o sistema como um todo, tendo em vista que, dependendo da Capacidade Contratada, o inadimplemento de um dado Carregador pode comprometer a capacidade operacional e/ou financeira do Transportador em atender os demais usuários do sistema.</p> <p>Demais itens serão enviados por e-mail devido ao numero alto de contribuições.</p>	De modo a garantir economicidade ao processo de chamada pública, entendemos que o processo de previsão de mecanismos para proteger o sistema do risco de inadimplemento deve contemplar uma etapa de comprovação da qualidade de crédito do Carregador, e caso esteja dentro dos critérios estabelecidos, deve ser dispensada da apresentação de garantia financeira.	<p>Inicialmente é necessário destacar que, conforme o disposto no §2º do Art. 1º da Lei 14.134/2021, a exploração da atividade de transporte corre por conta e risco do empreendedor. Assim, em que pese a TBG ter implementado uma política de crédito similar à proposta para os produtos de curto prazo e interruptível, argumentou que os contratos firmes anuais representam um percentual muito elevado da sua receita total, sendo necessária a exigência de garantias financeiras que mitiguem o risco de inadimplência.</p>	Não acatado
81	Companhia de gás de Santa Catarina - SCGÁS	Sexta	Estrutura e Metodologia Tarifária	6.1.18	<p>ED - 6 Tarifas. 6.1.2 Comentário Adotar prazo de depreciação em 25 anos</p>	TBG propõe utilizar 10 anos como período de depreciação dos compressores, cuja vida útil pode ultrapassar 30 anos e, normalmente adota-se um prazo médio de 25 anos, conforme defendido pelo próprio Ministério de Minas e Energia no ano 2014 (PEMAT 2022), para este gasoduto.	<p>Após mais de 10 anos sem investimentos relevantes em novos gasodutos de transporte, avaliou-se que uma depreciação acelerada traria incentivos para novos investimentos, em um contexto de reforma de mercado que traz alguma incerteza aos agentes de mercado pela redução dos prazos do contratos de transporte sendo firmados. A depreciação acelerada foi aprovada pela ANP por meio da Resolução de Diretoria nº 193/2022 (SEI 2102665), com base na Nota Técnica 09/2022/SIM.</p>	Não acatado
82	Cia de Gás de Santa Catarina - SCGÁS	Sexta	Cálculo das Tarifas de Referência	6.2.2	<p>ED - 6 TARIFAS - 6.2.2 - COMENTÁRIO Revisão do cálculo para o encargo de capacidade - Empacotamento</p>	O gás de Line-pack é o volume de gás que deve ficar no sistema para sua operação e deve ser considerado da mesma forma que um ativo (não passível de depreciação). Diferentemente de um encargo nas tarifas, deve formar parte da RMP, mas não ser um encargo por m³, uma vez que não é um fluxo. Como o gás de mpacotamento somente precisa ser adquirido uma única vez para ocupação do gasoduto, não parece adequado que ele seja um encargo por metro cúbico.	<p>Como a aquisição do gás de empacotamento (linepack) é necessária para o bom funcionamento do segmento de transporte em uma realidade na qual diversos carregadores acessam o sistema, é adequado remunerar o investimento feito pelo transportador. A inclusão desse encargo na tarifa de transporte reflete apenas a forma de cobrança dessa remuneração que deve ser distribuída por todos os carregadores que se beneficiem desse ativo ao longo dos anos de operação, na proporção da sua utilização. Por isso a opção por um encargo volumétrico.</p>	Não acatado



