

Consulta Pública nº 3/2025

RELATÓRIO

Superintendência de Infraestrutura e
Movimentação



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis



Relatório da Consulta Pública nº 3/2025

Superintendência de Infraestrutura e
Movimentação - SIM



Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretor-Geral

Artur Watt Neto

Diretores

Symone Araújo

Daniel Maia Vieira

Fernando Moura

Pietro Mendes

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	5
2. OBJETIVO	5
3. QUANTIDADE DE CONTRIBUIÇÕES, PARTICIPANTES E PERFIL	6
3.1. Quantidade de Contribuições	6
3.2. Participantes	6
3.3. Identificação dos Participantes	6
4. CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS	7
1. Disclaimer	8
2. Introdução	18
3. Propósitos e diretrizes	28
3.1. Segurança de Suprimento e Confiabilidade	32
3.2. Diversificação de Fontes de Suprimento	35
3.3. Atendimento a Novos Mercados	40
3.4. Integração de áreas de mercado	44
3.5. Transição Energética	49
4. Contexto	54
4.1. Mercado Brasileiro de Gás Nacional	56
4.2. Premissas do Plano Coordenado	59
4.3. Estudo de Oferta	82
4.4. Estudo de Demanda	108
4.5. Novos Mercados	127
4.6. Garantia de Suprimento	144
4.7. Diversificação de Fontes de Suprimento	149
4.8. Integração de Áreas de Mercado	151
4.9. Atendimento a Novos Mercados	153
4.10. Transição Energética e Biometano	158
5. Detalhamento dos Projetos (Fichas dos Projetos)	160
6. Comentários sobre o Plano Coordenado	164

1. INTRODUÇÃO

A Consulta Pública nº 3/2025 teve como escopo o recebimento de comentários e sugestões ao Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural 2024-2033.

Conforme Decisão de Diretoria nº 382/2025 (5088494), de 26/06/2025, foi aprovada a realização de consulta pública, pelo período de quarenta e cinco dias.

De acordo com o Aviso de Consulta e de Audiência Pública nº 3/2025 (5107462) e com o Aviso de Alteração Consulta Pública nº 3/2025 (5220723), a consulta pública ocorreu do dia 4 de julho de 2025 até o dia 17 de setembro de 2025, quando o documento em questão esteve aberto ao escrutínio público, sendo oportunizada a participação social a todos os interessados por meio do envio de contribuições à minuta.

2. OBJETIVO

O objetivo desse relatório é atender ao disposto no art. 11 da Resolução ANP nº 846, de 25 de junho de 2021, e no art. 14 da Instrução Normativa nº 8, de 17 de agosto de 2021, que apresentam dispositivos similares, contendo o art.14 da IN Nº 8/21, maior nível de detalhamento e, portanto, transcrita a seguir.

"Art. 14 O relatório da consulta prévia e o relatório da consulta pública serão disponibilizados no sítio da ANP na internet e conterão, no mínimo, as seguintes informações:

I - A quantidade de contribuições recebidas;

II - A quantidade de participantes classificada por perfil, como: agente econômico, órgão de classe ou associação, órgão de defesa do consumidor, instituição governamental, organização não governamental (ONG), consumidor ou usuário de serviços ou outro;

III - as contribuições recebidas, acompanhadas da justificativa e da identificação do participante e, no caso de consulta pública, a referência ao dispositivo da minuta de ato normativo a que se refere a contribuição.

(...)

§ 2º O relatório da consulta pública deverá ser disponibilizado em até dez dias úteis após o término do prazo da consulta e com antecedência mínima de cinco dias úteis da data da audiência pública.

§ 3º As informações de que trata inciso III poderão ser apresentadas em forma de tabela.

§ 4º Caberá à UORG responsável, em até quarenta e oito horas antes do prazo de publicação de que trata o caput, juntar o relatório ao processo administrativo eletrônico e solicitar à SCI sua publicação no sítio da ANP na internet.

§ 5º Sem prejuízo do disposto no § 4º a UORG responsável poderá solicitar à SCI a publicação de outros materiais que julgar convenientes à ampla publicidade do processo regulatório. Seção II Art.14."

3. QUANTIDADE DE CONTRIBUIÇÕES, PARTICIPANTES E PERFIL

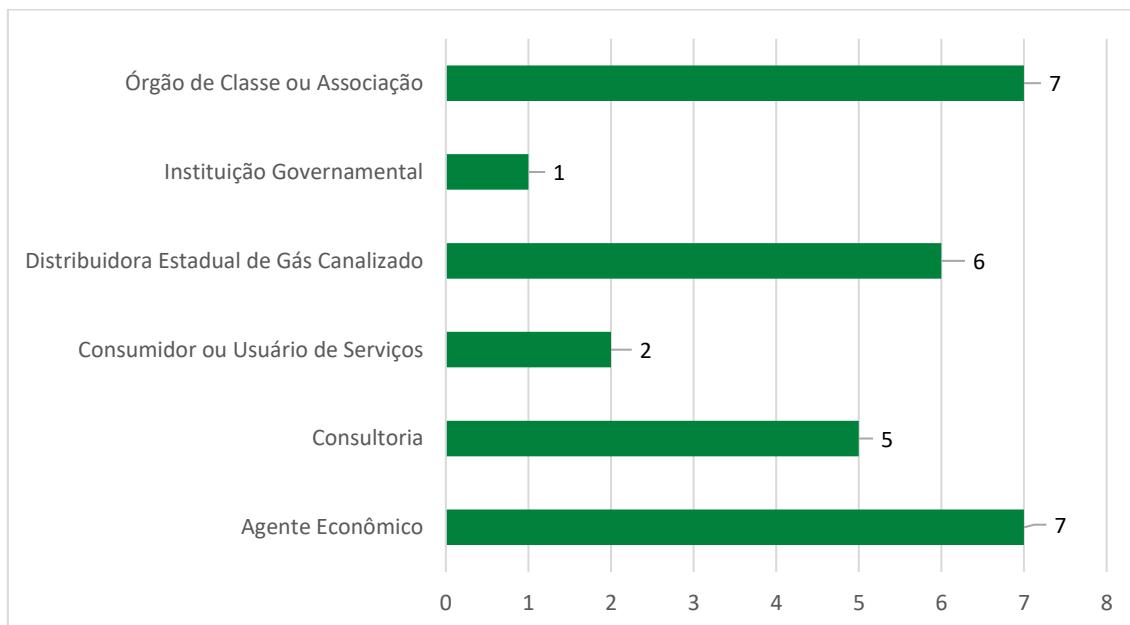
3.1. Quantidade de Contribuições

Foram registradas as contribuições de 23 participantes da Consulta Pública, pelo envio de respostas no formulário eletrônico (Forms), envio de correspondência por correio eletrônico ou em processo eletrônico no SEI.

3.2. Participantes

O perfil dos participantes está resumido na figura 1.

Figura 1 – Perfil de Participantes da Consulta Pública ANP nº 3/2025



3.3. Identificação dos Participantes

A lista de participantes está consolidada na Tabela 1, com informações extraídas do Forms, correio eletrônico e SEI, organizando participantes por categoria e em ordem alfabética.

O inteiro teor das contribuições recebidas de cada participante, pode ser verificado no processo SEI nº 48610.209307/2024-06, no respectivo documento SEI indicado na Tabela 1.

Tabela 1 – Lista de participantes da Consulta Pública nº 3/2025

ID	Participante	Perfil do Participante	Canal Utilizado	Documento SEI
1	DIAMANTE GERAÇÃO	Agente Econômico	Forms	
2	EDGE	Agente Econômico	Forms	
3	EMPRESA ENTERPRISE INC	Agente Econômico	Forms	
4	ENEVA	Agente Econômico	SEI	5313798; 5313827
5	EQUINOR	Agente Econômico	E-mail	5347866

ID	Participante	Perfil do Participante	Canal Utilizado	Documento SEI
6	MITSUI	Agente Econômico	E-mail	5347904
7	TMN	Agente Econômico	SEI	5236312; 5236412
8	ARM	Consultoria	Forms	
9	CBIE	Consultoria	Forms	5347910
10	NEWEN	Consultoria	Forms	
11	SALOMON	Consultoria	Forms	
12	ZENERGAS	Consultoria	Forms	
13	CIDADÃO 1	Consumidor ou Usuário de Serviços	Forms	
14	PRUMO LOGÍSTICA	Consumidor ou Usuário de Serviços	Forms	
15	COMPAGÁS	Distribuidora Estadual de Gás Canalizado	Forms	
16	GÁS DE ALAGOAS	Distribuidora Estadual de Gás Canalizado	Forms	
17	PBGÁS	Distribuidora Estadual de Gás Canalizado	Forms	
18	POTIGÁS	Distribuidora Estadual de Gás Canalizado	Forms	
19	SCGÁS	Distribuidora Estadual de Gás Canalizado	Forms	
20	SULGÁS	Distribuidora Estadual de Gás Canalizado	Forms	
21	IEE-USP	Instituição Governamental	Forms	
22	ABEGÁS	Órgão de Classe ou Associação	Forms	
23	ABILOGÁS	Órgão de Classe ou Associação	E-mail/SEI	5347871
24	ABPIP	Órgão de Classe ou Associação	E-mail	5348859
25	ABRACE	Órgão de Classe ou Associação	Forms/E-mail	5347881
26	CDU	Órgão de Classe ou Associação	SEI	5319300
27	FIESP	Órgão de Classe ou Associação	Forms/SEI	5236266; 5236264
28	IBP	Órgão de Classe ou Associação	Forms/E-mail	5347893

4. CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

As contribuições recebidas, por seção do Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural, conforme o formulário eletrônico disponibilizado, estão consolidadas nos itens seguintes deste relatório.

Esta consolidação inclui contribuições enviadas por e-mail ou pelo SEI no formato do formulário eletrônico.

1. Disclaimer

Tabela 2 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 1

<p>1.Disclaimer: As informações contidas neste documento foram desenvolvidas pelas transportadoras NTS, TAG e TBG em conjunto com a ATGás para fins de submissão do Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte (“Plano Coordenado”) à ANP, para sua avaliação, realização de consulta pública e aprovação, conforme previsto no artigo 15, inciso terceiro da Lei 14.134/2021. Tais informações foram baseadas em estudos internos e nas melhores estimativas das transportadoras no momento de elaboração deste documento. Os investimentos e projetos aqui listados ainda estão sujeitos a um conjunto de premissas e a aprovações societárias e regulatórias.</p> <p>(...)</p>	
ID	Contribuição
2 EDGE	De início, sugere-se a suspensão da presente CP para que o Plano proposto seja reelaborado após (a) a definição dos normativos que regulam a figura do Gestor do Mercado prevista na Lei do Gás; (b) a conclusão do LRCAP 2026, (c) divulgação do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (“PNIIGB”), e (d) conclusão das demais Consultas Públicas em curso que o impactam diretamente, como a CP ANP nº 08/2025 que trata sobre a Base Regulatória de Ativos das Transportadoras. A conclusão desses temas são fundamentais para uma coordenação, de fato, do desenvolvimento da malha de transporte brasileira. No modelo que estamos seguindo no momento, com todas essas discussões ocorrendo em paralelo, há chances de que os documentos não conversem entre si. Logo, recomenda-se que a elaboração do Plano Coordenado do Sistema de Transporte de Gás Natural seja feita após a conclusão dos demais temas que impactam diretamente esse setor, sobretudo o LRCAP e a revisão da BRA. O mercado precisa de tempo hábil para avaliar e opinar de forma plena
6 MITSUI	1. Estabelecer os procedimentos para submissão do plano, bem como suas revisões e se tal plano possui algum caráter vinculativo e/ou impacto sobre a revisão tarifária do transporte; 2. Estabelecer o gestor de mercado conforme definido na lei 14.134/2021; 3. Aguardar a aprovação do PNIIGB que teve chamada pública recente aberta pela EPE;

8 ARM	<p>Recomenda-se a suspensão da Consulta Pública nº 03/2025, devido à sobreposição com outras CPs em andamento (CP 01/2025 e CP 08/2025), cujos critérios divergem dos apresentados. Essa fragmentação regulatória gera insegurança jurídica e contraria os princípios de eficiência e coerência regulatória.</p> <p>O próprio Disclaimer do plano da ATGás estabelece que os projetos têm caráter prospectivo, sem compromisso de execução. Isso contraria o §3º do art. 15 da Lei do Gás, que exige assegurar demanda e segurança de suprimento em horizonte de dez anos. Projetos como o ECOMP Itajuípe, já autorizado, não apresentam CAPEX confiável ou cronograma definido, dificultando a análise de impactos tarifários.</p> <p>A prudência regulatória exige consistência e vinculação. A LINDB (art. 30) determina que atos normativos considerem segurança jurídica. Benchmarks da FERC [1] (EUA) e da CNMC [5] (Espanha) demonstram que projetos sem garantias de execução não são reconhecidos para efeitos tarifários.</p>
10 NEWEN	<p>Sugere-se considerar a suspensão da Consulta Pública nº 03/2025, uma vez que tramita em paralelo a outras CPs que tratam de matérias correlatas. Essa sobreposição de consultas pode gerar conflitos de interpretação junto ao mercado. As eventuais contradições reduzem a previsibilidade no mercado, desestimulam investimentos e enfraquecem a clareza regulatória. Assim, sugere-se ordenar e alinhar previamente os processos para assegurar consistência metodológica e coerência regulatória.</p> <p>Com relação ao Disclaimer apresentado pela NTS, TAG, TBG e ATGás, verifica-se que a indicação de que as informações previstas no Plano foram baseadas em “estudos internos e nas melhores estimativas das transportadoras no momento da elaboração desse plano”.</p> <p>Uma primeira crítica ao Plano é a utilização apenas desses estudos internos e estimativas das elaboradoras, sem considerar os estudos e estimativas já divulgadas por outras entidades governamentais, como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), no Plano Decenal de Energia (PDE), no Balanço Decenal de Energia (BEM) e no Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG).</p> <p>A falta de convergência entre as projeções utilizadas no presente Plano e nos demais estudos coordenados pela EPE traz riscos para o planejamento do sistema de transporte de gás natural brasileiro. Se o Plano não converge com os estudos já elaborados, como se espera que ele convirja para o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano?</p> <p>A falta de elementos técnicos adequados impede uma avaliação crítica consistente, fragilizando a legitimidade do planejamento e reduzindo a efetividade do controle social sobre decisões que afetam o desenvolvimento da infraestrutura de gás natural.</p>

	A coordenação dos agentes que buscam estruturar os futuros investimentos da malha nacional é essencial para um desenvolvimento coeso e eficaz. Espera-se que o Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte siga parâmetros e premissas já adotadas pela EPE.
11 SALOMON	<p>É necessário suspender a presente CP, diante da existência de outras CPs sobre termos correlatos, cuja sobreposição dessas iniciativas, sem a devida coordenação, pode gerar confusão interpretativa, inconsistências regulatórias e até contradições no ordenamento jurídico e regulatório aplicável ao setor.</p> <p>As contradições entre os processos são claras e relevantes. A CP nº 01/2025 adota 01/2025, por exemplo, adota critérios de diâmetro e pressão mínimos para classificação de gasodutos como transporte em patamares substancialmente inferior aos projetos contemplados nesta CP nº 03/2025. Essa discrepância revela não apenas a fragmentação regulatória, mas também a fragilidade técnica e inadequação dos parâmetros propostos na CP nº 01/2025, que carecem de justificativa sólida e se mostram incompatíveis e desconectados com a realidade dos projetos.</p> <p>Ademais, a CP nº 08/2025 sequer contempla projetos que são tratados na presente CP, o que reforça a percepção de desarticulação entre os processos conduzidos pela ANP. Essa sobreposição e incoerência normativa comprometem a clareza, reduzem a previsibilidade para os agentes envolvidos e fragilizam a segurança jurídica do setor. Dessa forma, é necessário suspender a tramitação da presente consulta e ordenar as discussões, de modo a assegurar consistência metodológica e alinhamento regulatório antes de qualquer deliberação sobre o Plano.</p> <p>O Disclaimer do Plano afirma que o documento é apenas prospectivo, baseado em premissas sujeitas a alterações, sem gerar compromissos de execução ou direitos adquiridos. Essa ressalva, embora busque resguardar os proponentes, entra em contradição com o objetivo legal do plano previsto no §3º do art. 15 da Lei do Gás, que determina assegurar atendimento da demanda, diversificação de fontes e segurança de suprimento de GN por 10 anos. Ao declarar-se incerto e não vinculante, o plano fere a legalidade, a previsibilidade e a segurança jurídica exigidas pela Lei do Gás e pelo art. 30 da LINDB.</p> <p>A ausência de critérios objetivos e transparentes compromete a credibilidade do processo, reforçando a percepção de arbitrariedade e favorecimentos indevidos. Isso afeta diretamente investimentos, logística e concorrência no setor. Exemplo disso é o projeto ECOMP Itajuípe, incluído no plano mesmo sem estimativas confiáveis de CAPEX, cronograma ou impactos tarifários, inviabilizando a avaliação da viabilidade econômica.</p> <p>O plano, apesar de poder orientar a elaboração do PNIIGB e regulações da ANP, declara não ter valor vinculante, tornando-se ambíguo e contraditório. Essa condição é incompatível com o Programa Gás para Empregar (RCNPE nº 16/2022) e prejudica a estabilidade do setor energético, que exige segurança e previsibilidade para decisões de longo prazo.</p> <p>Dada a imaturidade das informações apresentadas — especialmente projeções de demanda, CAPEX e cronogramas —, é essencial submeter os projetos a novas consultas públicas quando houver maior robustez e transparência dos dados.</p>

	Ressalte-se que esta consulta não é a única oportunidade de participação social: processos de inclusão de investimentos na BRA e chamadas públicas de capacidade são etapas adicionais para manifestação dos agentes.
12 ZENERGAS	Verificamos que com base na documentação apresentada, estamos analisando informações ainda incipientes em questões fundamentais como projeções de demanda, valores de CAPEX e nos cronogramas para a implantação dos projetos e os consequentes e impactos nas tarifas. Nossa avaliação seria que estamos numa etapa de triagem inicial de forma que futuramente os projetos meritoriamente indicados serão submetidos a novas consultas públicas, sendo então disponibilizadas informações completas. Discordamos do processo de submissão da documentação no presente processo no âmbito da CP sem uma análise prévia da ANP relativa ao conteúdo técnico e aderência regulatória comprometendo a qualidade e a legitimidade do processo. De acordo com o parecer da própria AGU, incluída no processo, a consulta apresentada assemelha-se a uma Consulta Prévia e pelas suas características não deveria ser considerada uma Consulta Pública, de acordo com as Instruções Normativas próprias da ANP, tendo em vista a exposição sem análise de documentos apresentados pela interessada ATGAS.
13 CIDADÃO 1	Algumas considerações preliminares são necessárias para a correta compreensão das contribuições e justificativas a seguir apresentadas. Conforme consta do sítio eletrônico oficial dessa Agência Nacional, estão em curso diversas consultas públicas que tratam de variados aspectos do tema transporte de gás natural. Todos esses aspectos estão interligados e possuem variantes comuns que precisam ser regulamentadas de forma homogênea, sob pena de se editar normas contraditórias e incompatíveis entre si. Nesse contexto, impõe-se a suspensão desta Consulta Pública diante da tramitação simultânea de outras consultas com objetos diretamente correlatos. A condução paralela, sem adequada coordenação, produz risco de interpretações divergentes, inconsistências regulatórias e até antinomias no ordenamento aplicável ao setor de gás natural. Importante citar alguns exemplos concretos de contradições relevantes observadas: a proposta de minuta de resolução, objeto da Consulta Pública nº 01/2025, propõe diâmetros e pressões mínimas para classificação de gasodutos de transporte em patamares bem inferiores aos projetos contemplados nesta CP nº 03/2025. O descompasso evidencia que a fragmentação regulatória e fragilidade técnica dos parâmetros da CP nº 01/2025, carentes de justificativa robusta e desconectados da realidade de implantação de infraestrutura, geram insegurança jurídica e leituras assimétricas. Outro exemplo de contradição é a análise, no âmbito da Consulta Pública nº 08/2025, das propostas tarifárias e das propostas de valoração da base regulatória de ativos das empresas GOM, NTS, TAG, TBG e TSB, que não abrangem todos os projetos ora examinados nesta CP nº 03/2025. Esta CP deve ser sustada até que se organizem as discussões, com as necessárias compatibilizações.

19 SCGÁS	<p>Disclaimer: O documento declara natureza estritamente prospectiva, fundada em premissas e estimativas sujeitas a variações, sem geração de compromissos executivos ou direitos adquiridos, o que colide com a finalidade legal do plano. O § 3º do art. 15 da Lei do Gás estabelece que o Plano do Sistema de Transporte deve assegurar, no horizonte de 10 anos, o atendimento da demanda, a diversificação de fontes e a segurança de suprimento. Se o conteúdo é não vinculante e incerto, há violação ao comando legal, pois não se coaduna garantir suprimento com ausência de responsabilidade sobre as projeções.</p> <p>Exemplo concreto dessa insegurança é o caso do ECOMP Itajuípe. Foi concedida Autorização de Construção pela ANP, porém há incertezas sobre CAPEX e cronograma. Sem faixas de custo mínimas, torna-se inviável aferir efeitos tarifários e viabilidade econômica.</p> <p>Ao mesmo tempo em que se admite que o documento sirva de referência para o PNIIG e para normas da ANP, afirma-se que não possui caráter vinculante. O resultado é um instrumento ambíguo, incompatível com o Programa Gás para Empregar previsto na Resolução CNPE nº 16/2022. O Plano deveria ser orientador de decisões públicas e privadas de longo prazo para investimentos intensivos, mas não é robusto para esse fim. Tal postura viola legalidade, previsibilidade e segurança jurídica.</p> <p>Dada a falta de informações confiáveis sobre demanda, CAPEX, cronogramas e efeitos tarifários, os projetos incluídos devem retornar a novas consultas quando houver maior robustez e transparência.</p> <p>A carência de elementos técnicos disponibilizados inviabiliza análise crítica consistente e enfraquece a legitimidade do planejamento e o controle social sobre decisões com impacto direto na expansão da infraestrutura. Note-se que a SIM encaminhou o relatório diretamente à CP sem análise técnica prévia de consistência, relevância e aderência regulatória pela ANP, o que reduz a qualidade do debate.</p> <p>Superada essa fase, recomenda-se:</p> <ul style="list-style-type: none"> I. reavaliar os projetos a partir de critérios objetivos e transparentes, com níveis mínimos de maturidade e confiabilidade para a expansão prevista; II. assegurar tratamento isonômico aos empreendimentos em estágios equivalentes. <p>O Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte (“Plano Coordenado”) apresentado pelas Transportadoras (TAG, NTS e TBG) para avaliação, realização de consulta pública e aprovação pela ANP, segundo o relatório, deve ser considerado unicamente como uma sugestão de melhor maneira de conduzir os diversos assuntos expostos. Ou seja, o documento não guarda qualquer compromisso por parte das Transportadoras, cujo único objetivo é o atendimento do artigo 15, inciso terceiro da Lei 14.134/2021, mas que foi colocado em consulta pública para aprovação da ANP.</p> <p>Cabe destacar, no entanto, que pela referida Lei, conforme disposto na alínea e do Inciso V do Art.15 o plano deve ser apresentado com a periodicidade determinada pela ANP. Assim, apesar do definido pela Lei do Gás e do decreto que a regulamenta, a ANP poderá solicitar à EPE estudos específicos para suporte aos planos coordenados de desenvolvimento do sistema de transporte. Da mesma forma, a EPE poderá solicitar à ANP informações sobre os planos coordenados de</p>
-------------	--

	<p>desenvolvimento do sistema de transporte para estudos do Plano Nacional Integrado de Infraestrutura de Gás Natural e Biometano - PNIIGB, o que gera sobreposição processual, considerando que o processo do PNIIGB foi iniciado no 1º semestre, com a realização, inclusive, de chamada pública para levantamento de ofertas e demandas de gás natural e biometano. Nesse sentido, considerando o caráter autorizativo do transporte, é necessário que a ANP implemente rito regulatório e governança para aprovação do Plano Coordenado e se tal aprovação é vinculante. Caso não seja, ANP deve implementar o rito e de governança para eventual aprovação dos investimentos - tanto em relação ao Plano Coordenado quanto em qualquer iniciativa de investimentos, considerando, em qualquer caso, o necessário diálogo com o mercado, de modo a garantir que as regras estejam claras, inclusive para determinar quais investimentos devem ou não ser considerados integrantes do sistema de transporte e como seus custos serão incorporados à Base Regulatória de Ativos (BRA) das transportadoras (art. 16 da Lei nº 14.134/2021). Para dar legitimidade ao processo de planejamento, deve-se também esclarecer quanto ao objetivo da Consulta Pública e sua interlocução com o Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural. Vale destacar que o plano coordenado, ora apresentado, está defasado, inclusive com projetos já realizados.</p>
20 SULGÁS	<p>A Sulgás entende que a presente Consulta Pública deve ser suspensa. Compreende-se a relevância da construção de um Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural 2024-2033 como instrumento de orientação do setor, preocupa a ausência de maior articulação entre as consultas públicas em andamento, que tratam de temas diretamente relacionados. A sobreposição de processos sem adequada coordenação pode reduzir a clareza regulatória e dificultar o planejamento das infraestruturas de transporte cuja execução é imprescindível à garantia da segurança energética.</p> <p>Exemplos recentes ilustram esse risco: a CP nº 01/2025 traz parâmetros técnicos distintos dos projetos tratados nesta CP nº 03/2025, enquanto a CP nº 08/2025 sequer inclui iniciativas agora consideradas estratégicas. Essa fragmentação gera incerteza regulatória e pode comprometer a previsibilidade necessária para que distribuidoras, transportadoras e consumidores realizem investimentos de longo prazo com segurança.</p> <p>No que se refere ao Disclaimer do plano, reconhece-se que documentos dessa natureza envolvem premissas sujeitas a revisão. Todavia, é importante ressaltar que, conforme disposto no §3º do art. 15 da Lei do Gás, o Plano do Sistema de Transporte deve cumprir a função de assegurar o atendimento da demanda e a segurança do suprimento de gás natural no horizonte de 10 anos. Se, por um lado, o caráter indicativo é compreensível, por outro, não pode esvaziar a finalidade legal do instrumento nem fragilizar a previsibilidade que os agentes econômicos necessitam.</p> <p>Para garantir efetividade, entende-se necessário estabelecer critérios mais claros de inclusão de projetos, considerando níveis mínimos de maturidade técnica, estimativas de CAPEX mais detalhadas e cronogramas realistas. Projetos ainda em</p>

	<p>fase preliminar poderiam ser classificados em categorias distintas, de modo a dar maior transparência sobre seu estágio de desenvolvimento e evitar distorções na percepção de viabilidade.</p> <p>Adicionalmente, recomenda-se que consultas públicas subsequentes sejam realizadas quando houver evolução das informações, permitindo que a sociedade e os agentes do setor contribuam com dados mais robustos. Esse processo incremental reforçará a legitimidade do plano e assegurará maior consistência metodológica e regulatória.</p> <p>Em síntese, a Sulgás defende que o Plano Coordenado seja instrumento de referência confiável, transparente e tecnicamente consistente, alinhado com os princípios de segurança jurídica e previsibilidade, fundamentais para a expansão ordenada da infraestrutura de gás natural no país e para o atendimento sustentável das demandas futuras."</p>
21 IEE-USP	<p>É necessária a suspensão da presente Consulta Pública, pois há outras CPs em andamento sobre temas diretamente relacionados. A análise simultânea, sem coordenação adequada, pode gerar conflitos de interpretação, incoerências regulatórias e contradições no marco jurídico do setor.</p> <p>As inconsistências são materiais. A CP nº 01/2025, por exemplo, fixa parâmetros mínimos de diâmetro e pressão para classificação de gasodutos como transporte muito inferiores aos previstos nesta CP nº 03/2025. Essa divergência expõe fragmentação regulatória e fragilidade técnica, com critérios sem fundamentação e desconectados da realidade dos projetos. A coexistência de regras contraditórias compromete a segurança jurídica, pode atrasar projetos estratégicos.</p> <p>Ademais, a CP nº 08/2025 não contempla projetos tratados nesta CP, evidenciando falta de articulação. Essa sobreposição reduz clareza, previsibilidade e segurança regulatória. Assim, impõe-se suspender esta consulta até que haja ordenamento e alinhamento das discussões, garantindo consistência metodológica e coerência regulatória antes da deliberação sobre o Plano Coordenado.</p> <p>Por fim, o próprio Disclaimer do plano o define como prospectivo e sujeito a alterações, sem representar compromisso de execução ou direitos adquiridos. Essa ressalva conflita com a finalidade legal e prática do plano, ampliando a insegurança regulatória.</p>
22 ABEGÁS	<p>Inicialmente tecemos questionamentos acerca da condução concomitante de processos regulatórios interdependentes, notadamente as Consultas Públicas (CP) ANP nº 3 (plano coordenado), 5 (metodologia tarifária) e 8 (revisão tarifária das transportadoras), além do PNIIGB em execução pela EPE. A sobreposição destas iniciativas sem um alinhamento prévio e estruturado com o PNIIGB da EPE acaba por gerar ruído, duplicidade de esforços e risco de direcionamentos contraditórios. Por tratar temas de extrema relevância e intrínseca interdependência, há o comprometimento da qualidade da análise por parte de todos os agentes envolvidos e o risco de resultar em sérias inconsistências regulatórias, com grande repercussão nos resultados dos processos e na estabilidade do setor de gás natural.</p>

	<p>A iniciativa de elaboração do ""Plano Coordenado"" levanta questões fundamentais de governança e aderência ao marco legal:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Natureza Jurídica, Vinculação e Objetivo: Conforme o relatório da própria CP 3/2025, o documento apresentado pelas transportadoras deve ser considerado unicamente como uma sugestão, uma vez que não guarda qualquer compromisso por parte das Transportadoras com o proposto, cujo único objetivo é o atendimento do artigo 15, inciso terceiro da Lei 14.134/2021. Questiona-se, portanto, o objetivo de uma consulta pública para aprovação de um documento que, pela própria proponente (ATGás), é apresentado como não vinculante. É imperativo que a ANP esclareça de forma definitiva qual o objetivo deste processo e se tal aprovação é vinculante e, em caso positivo, qual o rito regulatório e a governança que serão implementados para análise e chancela desses investimentos, garantindo diálogo claro com o mercado e regras transparentes para incorporação de custos à Base Regulatória de Ativos - BRA, nos termos da Lei nº 14.134/2021. - Legitimidade do Agente Proponente (ATGás): A Lei do Gás (Art. 14) atribui a responsabilidade pela elaboração e submissão do plano coordenado ao gestor da área de mercado. A ATGás é uma associação civil, não o gestor de mercado formalmente designado. A avocação desse papel pela ANP à ATGás, ainda que bem-intencionada, não está condizente com o disposto na lei, o que fragiliza a legitimidade do processo. - Sobreposição com o PNIIGB: A Lei e seu decreto regulamentador estabelecem que a EPE utilizará insumos, inclusive os planos coordenados, para elaborar o PNIIGB, instrumento indicado para o planejamento estatal, já iniciado. Avaliar um plano de investimentos de aproximadamente R\$ 37 bilhões antes e de forma descoordenada com a publicação do PNIIGB, que definirá as reais necessidades e diretrizes de oferta de gás para o país, constitui uma inversão de lógica planificadora e uma sobreposição processual evidente. <p>Avalia-se ainda o impacto de outros processos em andamento. Uma análise robusta dos temas das CPs 3/2025 e 8/2025 deve ser pré-condicionada, além da conclusão da CP 5/2025, à conclusão de outras discussões críticas em curso, tais como LRCAP 2026, cujas diretrizes impactam diretamente a alocação de riscos e a necessidade de investimentos, sendo crucial para projeções de demanda consistentes; e o próprio rito de aprovação de investimentos, considerando não haver clareza sobre como novos investimentos serão propostos, analisados e aprovados pela ANP.</p> <p>Diante do exposto, do caráter autorizativo do transporte de gás natural, da interdependência dos processos e da busca por um marco regulatório estável, coerente e previsível, torna-se necessária a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Suspensão temporária da CP 3/2025, condicionando sua análise à: <ul style="list-style-type: none"> a) Publicação do PNIIGB pela EPE; b) Conclusão do LRCAP 2026; c) Definição clara, pela ANP, do rito para aprovação de investimentos e do status vinculante do ""Plano Coordenado""; d) Esclarecimentos sobre a governança e a legitimidade do agente proponente do plano perante o disposto na Lei 14.134/2021. - Suspensão temporária da CP 8/2025, condicionando sua retomada à finalização da nova metodologia tratada na CP 5/2025.
--	--

<p>25 ABRACE</p>	<p>O transporte é o elo que permite factibilizar a conexão entre oferta e demanda. Portanto, deve assegurar que o fluxo físico de gás ao longo do tempo aconteça de forma segura e com modicidade. Isso requer a identificação de gargalos que possam restringir o abastecimento e o mapeamento do comportamento da oferta e da demanda, inclusive o grau de flexibilidade para que o planejamento coordenado e integrado dessa infraestrutura possa ser bem-feito. Tais premissas, tendo em vista o alto grau de incerteza envolvido, devem ser revistas de tempos em tempos com a participação do mercado, para que o planejamento possa ser ajustado aos cenários mais prováveis de oferta e demanda para viabilizar os projetos mapeados.</p> <p>Nesta acepção, vimos com preocupação o comentário da ATGás de que “este documento não se destina a projeções ou orientações e, portanto, quaisquer referências numéricas ou temporais mencionadas não representam ou devem ser interpretadas como promessa de desempenho, projeção, expectativa de resultado, performance ou similares (...) [Tem base] no cenário atual do setor, estimativas e suposições relacionadas a eventos e circunstâncias que ainda não ocorreram, estando sujeitas a variações significativas a qualquer tempo e, portanto, ao comportamento de elementos fora do controle das transportadoras”. Diante disso, o plano coordenado ora em análise não cumprirá com o seu objetivo, que é justamente contemplar as providências necessárias para otimização, reforço e ampliação de capacidade de transporte. Ora, se não há responsabilidade por parte das transportadoras em relação aos dados, premissas e plano apresentados, qual seria a função do planejamento? Como o mercado poderia fazer a sua avaliação e, no limite, qual seria o papel da ANP na aprovação deste plano?</p> <p>Neste sentido, a ABRACE Energia reforça o seu pedido de que a elaboração do Plano Coordenado tenha uma governança previamente definida pela ANP, garantindo um processo amplo e transparente com participação do mercado na elaboração dos cenários. Essa governança poderia ser proposta conjuntamente pelas transportadoras e pelo Conselho de Usuários para dar maior celeridade e legitimidade ao processo e reduzir os riscos e incertezas envolvidos no planejamento e na aprovação de investimentos. Como trata-se de um planejamento de longo prazo, portanto, com elevado grau de incerteza, poderia ser estabelecido um período para revisão e validação dos cenários traçados.</p> <p>Sob essa ótica, a segregação entre aqueles investimentos em fase de maturidade mais avançada, daqueles ainda em estudo de viabilidade é fundamental para dar clareza ao mercado em relação à priorização dos projetos constantes no plano coordenado e para possibilitar também estimativas de impacto tarifário. Assim, sugerimos que os investimentos sejam segregados entre determinativos – ancorados em demanda efetiva, ou para solução de gargalos iminentes, com grande probabilidade de acontecer (projetos executivos e com pré-FID, por exemplo), e indicativos – prováveis a partir da confirmação dos cenários traçados (pré-conceituais, conceituais e em estudo de viabilidade).</p> <p>Ainda, sugerimos que a cada dois anos o plano coordenado seja reavaliado, com a sugestão das transportadoras, para validação do regulador e do mercado, daqueles projetos que deverão ser aprovados e a reavaliação dos projetos indicativos, a partir da revisão dos cenários. Como já exposto, também deve estar claro o rito que os projetos deverão incorrer até sua efetiva aprovação, se serão aprovados no momento da revisão tarifária ordinária (a cada cinco anos, conforme proposta constante na CP nº 5/2025) ou se seguirá algum rito extraordinário. Ainda, deveriam ser indicados</p>
----------------------	---

	aqueles projetos que deverão passar por consultas públicas incrementais, dado que somente seriam viabilizados a partir de nova demanda, nestes casos, os riscos do investimento devem estar adequadamente orientados pela regulação. (ausência espaço, restante da contribuição será enviado por e-mail)
27 FIESP	O Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural 2024-2033, elaborado pelas transportadoras NTS, TAG e TBG com apoio da ATGás, apresenta-se como um instrumento de planejamento setorial previsto no artigo 15 da Lei nº 14.134/2021. No entanto, o próprio documento esclarece que seu conteúdo é baseado em premissas e estimativas sujeitas a alterações, afastando qualquer vinculação com a execução efetiva dos projetos mencionados. Essa ressalva, explicitada em seu disclaimer, isenta as transportadoras de responsabilidade por promessas de desempenho, cronogramas ou resultados futuros. A ausência de compromisso vinculante com os investimentos propostos compromete a função estruturante do plano como ferramenta de coordenação para o desenvolvimento da malha dutoviária nacional. Sem garantias de implantação, o plano torna-se meramente indicativo, o que gera incertezas para agentes do mercado, investidores e consumidores que dependem da ampliação da infraestrutura de transporte para a expansão da oferta e da competitividade do gás natural. Essa situação reduz a previsibilidade necessária para decisões de longo prazo em toda a cadeia do setor. Essa limitação tem impactos diretos sobre a segurança energética, a integração de novos mercados e a viabilidade da transição energética, objetivos centrais do plano conforme definido em lei. A falta de compromisso concreto pode dificultar o escoamento de gás natural de novas fontes, a diversificação do suprimento e a redução da dependência externa. Além disso, enfraquece o potencial de articulação com políticas públicas de industrialização, geração elétrica firme e interiorização do gás, especialmente em regiões ainda não atendidas pela malha dutoviária. Por fim, embora o plano aborde temas estratégicos como a integração de mercados, o estímulo à concorrência e o papel do biometano na transição energética, sua natureza não vinculante compromete sua efetividade como instrumento de planejamento nacional. A transformação do Plano Coordenado em uma ferramenta robusta de planejamento dependeria da vinculação de metas, da definição de responsáveis e do fortalecimento da supervisão regulatória, garantindo previsibilidade, segurança jurídica e alinhamento com os objetivos nacionais de segurança energética e competitividade industrial. Para cumprir seu papel regulatório e setorial, o plano deveria estar associado a metas concretas, cronogramas realistas e responsabilidades claras.

2. Introdução

Tabela 3 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 2

O Plano Coordenado foi desenvolvido pelos transportadores TAG2, TBG3 e NTS4 em conjunto com a ATGás, e versa sobre os projetos avaliados para desenvolvimento no horizonte de 2024 a 2033 no Sistema de Transporte de Gás Natural integrado. Este Plano atende ao disposto no inciso III do artigo 15 da Lei 14.134/2021, bem como à necessidade de desenvolvimento de um mercado integrado.

De acordo com o inciso XXX, artigo 3º da Lei 14134/21, o Plano Coordenado é um plano proposto pelos transportadores que contempla as providências para otimização, reforço, ampliação e construção de novas instalações do sistema de transporte. Seu objetivo principal, segundo o dispositivo, é o atendimento da demanda por transporte de gás natural no sistema de transporte, a diversificação das fontes de gás natural e a segurança de suprimento pelo prazo de 10 (dez) anos.

Os estudos de simulação termo hidráulica integrados serão oportunamente desenvolvidos e anexados ao Plano Coordenado.

ID	Contribuição
2 EDGE	<p>Há uma desconexão entre a atuação da ATGÁS e a figura do “gestor da área de mercado” (“Gestor”) prevista na Lei nº 14.134/2021 (“Lei do Gás”) e no Decreto nº 10.712/2021 (“Decreto”). O Gestor é uma entidade formalmente constituída pelos Transportadores e regulado pela ANP para auxiliar na coordenação do setor, em vistas do melhor interesse do sistema nacional. A ATGÁS, por outro lado, é notadamente uma associação privada constituída para representar o interesse dos transportadores, conforme descrito em seu próprio website (Missão: “Atuar em defesa dos interesses de nossas associadas, em todas as instâncias governamentais e institucionais, de forma ética, ágil e eficaz”).</p> <p>Pergunta-se: quais são os deveres e responsabilidades da ATGÁS em sua atuação como gestor da área de mercado? Quais são as áreas de mercado definidas pela ANP? Como a ANP fiscalizará a atuação da ATGÁS?</p> <p>Não há, em nenhum dos normativos vigentes, legitimidade para que a ATGÁS atue na figura do Gestor pois ela sequer foi regulada. Após o processo de elaboração da ANP de um Relatório de Análise de Impacto Regulatório, participação popular dos agentes afetados por meio da Consulta Pública, eventuais revisões do normativo proposto e aprovação pela Diretoria Colegiada da Agência que poderemos, então, avaliar se a ATGÁS pode agir na figura de Gestor.</p>

	<p>Até que todos os passos acima sejam realizados, entendemos que a ATGÁS não possui competência para propor o presente Plano.</p> <p>Adicionalmente, há outras indagações que devem ser respondidas: como o Plano proposto se relacionará com o PNIIGB em elaboração pela EPE? Como é de conhecimento geral, há um problema histórico no Brasil de harmonização das regulações e planos que tratam do setor de gás natural. Como, com ambos os Planos sendo feitos concomitantemente, com base de dados divergentes, eles convergirão para um resultado comum?</p> <p>Conforme ressaltado no disclaimer, entendemos que deve haver uma estruturação integrada da indústria para avaliar, em periodicidades fixas quando devem ser feitos: (a) o PNIIGB, (b) a revisão da BRA, e (c) o Plano Coordenado (pelo Gestor competente e regulado pela ANP, conforme normativo a ser editado).</p> <p>Com esse pensamento integrado, todos os estudos e planos terão alinhamentos entre si. Os agentes da indústria terão maturidade das informações dispostas nos planos anteriores e tempo para analisar os ajustes propostos. Em 2025, entretanto, estamos formulando todos os 3 itens listados ao mesmo momento, sem uma conversa deles entre si.</p> <p>Apenas com um planejamento efetivo e integrado entre todos os players que nós poderemos, de fato, expandir a malha de transporte de gás natural de forma eficaz e com os investimentos mais certeiros.</p> <p>Diante disso, reforçamos o nosso pedido para que a presente CP seja postergada para momento futuro, sobretudo após a definição do agente competente para apresentar o presente Plano.</p>
6 MITSUI	<ol style="list-style-type: none"> 1. Estabelecer os procedimentos para submissão do plano, bem como suas revisões e se tal plano possui algum caráter vinculativo e/ou impacto sobre a revisão tarifária do transporte; 2. Estabelecer o gestor de mercado conforme definido na lei 14.134/2021; 3. Aguardar a aprovação do PNIIGB que teve chamada pública recente aberta pela EPE;
8 ARM	<p>A proposta foi elaborada pela ATGás, entidade privada sem atribuição legal para atuar como Gestor de Área de Mercado. Referida função que deve ser exercida por agente regulado e fiscalizado pela ANP, conforme art. 14 da Lei do Gás e art. 10, §2º do Decreto nº 10.712/2021.</p> <p>Além disso, não há comprovação de compatibilidade do plano com o PNIIGB da EPE, instrumento fundamental para integração de longo prazo. Isso pode gerar duplicação de investimentos, lacunas de atendimento e sobreposição de esforços, em desacordo com os princípios de coordenação administrativa.: Na Europa, TSOs independentes (ex.: Enagás, National Grid) são agentes regulados, garantindo neutralidade e transparência. A ausência de um gestor regulado no Brasil fragiliza a legitimidade e fere a isonomia regulatória.</p>

10 NEWEN	<p>Para que a introdução do Plano Coordenado se torne um verdadeiro guia estratégico, ela precisa ser revisada para incorporar pilares fundamentais do planejamento setorial. Primeiramente, deve ser ressaltada a necessidade de coerência metodológica, assegurando que o Plano esteja em total alinhamento com os instrumentos energéticos oficiais já consolidados pela EPE e pelo MME.</p> <p>Além disso, a introdução deve defender uma abordagem de portfólio de soluções, que valorize a otimização de ativos estratégicos já existentes, como o GASBOL e os terminais de GNL, e promova a integração regional com fontes competitivas como o gás de Vaca Muerta. Essa visão de eficiência deve ser explicitamente priorizada antes da consideração de novos projetos de alto custo.</p> <p>O texto também precisa estabelecer um compromisso com a proteção ao consumidor, vinculando decisões de grandes investimentos (CAPEX) a uma demanda firme comprovada e a análises de risco transparentes, de modo a evitar a construção de capacidade ociosa. Finalmente, a introdução deve sublinhar que nada disso é possível sem uma governança setorial robusta, reforçando a necessidade de uma coordenação contínua e eficaz entre ANP, EPE, MME e os demais agentes para que o planejamento se traduza em ações concretas e eficientes.</p>
11 SALOMON	<p>A Lei do Gás (art. 14) e o Decreto nº 10.712/2021 (art. 10, §2º) determinam que o Plano do Sistema de Transporte seja elaborado por gestor de área de mercado formalmente constituído e regulado pela ANP. Apesar disso, a proposta submetida na CP nº 03/2025 foi apresentada pela ATGÁS, entidade privada sem atribuição legal ou regulatória para exercer tal função.</p> <p>O gestor de área de mercado, segundo a legislação, deve ser agente regulado e fiscalizado pela ANP, responsável por coordenar a operação dos transportadores na área de mercado de capacidade, garantindo transparência, neutralidade e eficiência. Ao assumir unilateralmente a coordenação do processo, a ATGÁS agiu fora do arcabouço legal, afrontando a lei em dois pontos:</p> <ul style="list-style-type: none"> I. não é agente regulado nem autorizado pela ANP; e II. autoproclamou-se gestora sem procedimento regulatório transparente. A referência feita pela SIM-ANP à “avocação” não substitui o devido processo regulatório nem supre a legitimidade institucional e o controle social necessários. <p>Caso se pretenda atribuir esse papel à ATGÁS, seria indispensável ato normativo da ANP que formalize a designação e imponha o cumprimento de todas as atribuições legais do gestor, como publicar informações de capacidade e tarifas, conciliar planos de manutenção, submeter códigos comuns de rede e planos de contingência, além de garantir a coordenação entre transportadores de forma não discriminatória.</p>

	<p>Outro ponto crítico é que sequer existe, de fato, uma área de mercado de capacidade no Brasil, pois não houve integração entre as infraestruturas dos transportadores. Assim, a homologação do Plano Coordenado atribuiria ao mercado um gestor sem objeto real de gestão e sem base regulatória definida. A lei ainda prevê que os gastos do gestor sejam suportados pelos transportadores, componham os custos regulatórios e sejam fiscalizados pela ANP, além de obrigar a cooperação com o operador do ponto virtual de negociação. Nada disso está assegurado na proposta da ATGÁS.</p> <p>A ausência de clareza institucional, procedimento regulatório formal e prestação de contas compromete a legalidade da atuação da ATGÁS e a confiabilidade do Plano. Em um setor que depende de segurança jurídica e previsibilidade para atrair investimentos, é inaceitável que um documento estruturante seja apresentado sem atender às condições mínimas de legitimidade. Nesse contexto, impõe-se que a ANP estabeleça critérios objetivos e transparentes para a designação do gestor de área, em conformidade com a Lei do Gás e o Decreto nº 10.712/2021.</p> <p>Ademais, o Plano Coordenado não apresenta qualquer análise de compatibilidade com o PNIIGB elaborado pela EPE. Esta lacuna é particularmente grave considerando que:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) O PNIIGB estabelece diretrizes nacionais de longo prazo para o setor de GN, incluindo projeções de oferta e demanda, necessidades de investimento e prioridades de expansão; b) A Lei nº 13.874/2019 (Lei de Liberdade Econômica) e a Lei do Gás preveem a necessária coordenação entre instrumentos de planejamento setorial; c) A ausência desta análise compromete a visão sistêmica do desenvolvimento da infraestrutura, podendo resultar em duplicação de esforços, investimentos desnecessários ou lacunas no atendimento; d) O art. 177, §2º, inciso III, da CF estabelece que a lei disporá sobre a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional, o que demanda planejamento integrado e coordenado. <p>Portanto, o Plano Coordenado deve ser compatibilizado com o Plano Nacional Integrado de Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), elaborado pela EPE, de modo a assegurar a necessária coordenação entre instrumentos de planejamento setorial e a efetiva integração das diretrizes nacionais de longo prazo para o desenvolvimento da infraestrutura de gás natural."</p>
12 ZENERGAS	<p>"O texto da Lei do Gás e o Decreto nº 10.712/2021 estabeleçam que a elaboração do Plano do Sistema de Transporte deve ser feita por um gestor de área de mercado formalmente constituído e regulado pela ANP (art. 14 da Lei do Gás e art. 10, §2º do Decreto), a proposta atualmente em consulta pública foi elaborada e submetida pela ATGÁS - entidade privada sem atribuição legal ou regulatória para exercer tal função.</p>

	<p>Nos termos da Lei do Gás, o gestor de área de mercado de capacidade deve ser agente regulado e fiscalizado pela ANP, responsável pela coordenação da operação dos transportadores na respectiva área de mercado de capacidade, em conformidade com a regulação específica da agência. Nenhum desses quesitos é atendido pela ATGÁS.</p> <p>A submissão deste documento pela ATGÁS na CP nº 03/2025 não encontra respaldo na lei que disciplina a elaboração do Plano e define o agente legitimado a propô-lo à ANP, afinal a ATGÁS não é agente regulado nem possui autorização formal da ANP para exercer a função de gestor de área de mercado; e ainda assim, a ATGÁS – junto aos transportadores – decidiu, de forma discricionária e sem procedimento regulatório transparente, que a ausência de regulação específica permitiria sua autoproclamação como tal.</p> <p>Como condição mínima, inexiste ato normativo da ANP, acompanhado do compromisso com o cumprimento formal de todas as atribuições legalmente previstas para este agente na Lei do Gás e no Decreto entre elas a publicação de informação das capacidades e tarifas de transporte; a conciliação dos planos de manutenção das instalações integrantes da área de mercado; submissão à ANP dos códigos comuns de rede e plano de contingencia; assegurar a atuação conjunta, coordenada e transparente dos transportadores, garantindo a prestação de serviços de forma não discriminatória e eficiente, em conformidade com os códigos comuns de rede, incluindo o balanceamento das áreas de mercado e o cálculo e a alocação de capacidades nos pontos de entrada e saída.</p> <p>Nesse contexto, a homologação de um Plano Coordenado proposto pela ATGás impõe ao mercado a figura do Gestor de Área de Mercado sem que o objeto dessa gestão existe de fato e sem que suas atribuições tenham sido devidamente reguladas. Ademais, a Lei atribui ao Gestor funções técnicas ligadas à operacionalização das áreas de mercado – prerrogativas que não constam do escopo institucional da ATGás em relação às suas associadas.</p> <p>A ausência de clareza institucional, procedimento regulatório formal e prestação de contas nesse processo compromete não apenas a legalidade da atuação da ATGÁS, mas também a confiabilidade do próprio Plano Coordenado submetido à consulta. Em um ambiente que demanda segurança jurídica, neutralidade e previsibilidade para a consolidação."</p>
13 CIDADÃO 1	<p>"O art. 15 da Lei do Gás (Lei federal nº 14.134/2021) atribui a elaboração do Plano do Sistema de Transporte ao gestor de área de mercado formalmente constituído e regulado pela ANP. A proposta ora submetida foi elaborada pela ATGás, entidade privada sem competência legal ou regulatória para exercer tal função.</p> <p>O gestor de área deve ser agente regulado e fiscalizado, responsável por coordenar a operação dos transportadores segundo regulação específica. Ao conduzir unilateralmente o processo e apresentar a proposta, a ATGás atuou fora do marco legal. Há dupla afronta: a ATGás não é agente regulado, nem foi formalmente designada pela ANP; além disso, a autodeclaração como coordenadora, em razão da ausência de regulação específica, não supre o devido processo e a legitimidade institucional.</p>

	<p>A referência da SIM-ANP à “avocação” não substitui rito normativo, participação social e controle regulatório exigidos para função central dessa natureza. Caso se pretenda atribuir tal papel à ATGás, é imprescindível ato normativo da ANP, com assunção formal de todas as atribuições previstas na Lei do Gás e no Decreto regulamentador, incluindo publicação de capacidades e tarifas, conciliação de planos de manutenção, submissão de códigos comuns de rede e planos de contingência, bem como garantia de atuação coordenada e não discriminatória dos transportadores, balanceamento de áreas e cálculo e alocação de capacidades.</p> <p>A legitimidade da ATGás para apresentar o Plano em exame por envolver aspectos jurídicos deve ser previamente analisada pela Advocacia Geral da União – AGU antes do prosseguimento desta Consulta por configurar requisito de legitimidade e legalidade.</p> <p>Homologar um Plano Coordenado proposto pela ATGás imporia ao mercado a figura do gestor sem a existência do objeto de gestão e sem a definição regulatória completa de suas atribuições. O Decreto prevê que gastos eficientes de constituição e operação do gestor são suportados pelos transportadores, incorporados aos custos regulatórios e submetidos à fiscalização da ANP, com dever de cooperação com o operador do ponto virtual de negociação. A falta de clareza institucional e de prestação de contas compromete a legalidade da atuação e a confiabilidade do Plano. Requer-se, portanto, que a ANP explice o procedimento de formalização do gestor, com critérios objetivos, designação transparente e atribuições compatíveis com o art. 14 da Lei do Gás e o art. 10 do Decreto nº 10.712/2021, após a manifestação da AGU.</p>
16 GÁS DE ALAGOAS	<p>A princípio, deve-se destacar a relevância da iniciativa da ANP em submeter a proposta de Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural à consulta pública, demonstrando a aderência da agência aos princípios de transparência e participação social. Esse procedimento permite que os diversos agentes da cadeia do gás natural, incluindo a ALGÁS, contribuam com a discussão de matéria tão relevante para o planejamento setorial brasileiro.</p> <p>Contudo, o referido processo seria ainda efeito e eficiente se as distribuidoras de gás canalizado tivessem participado da construção da versão inicial do Plano Coordenado. Como as distribuidoras de gás canalizado operam em proximidade com o mercado consumidor, elas possuem um conhecimento mais aprofundado da realidade da demanda local do que as transportadoras, o que é um fator crucial para um planejamento de infraestrutura que busque eficiência alocativa e mitigação de riscos. A colaboração mais estreita entre transportadoras e distribuidoras no estágio de elaboração do plano poderia resultar em um projeto mais robusto e alinhado com as necessidades reais do mercado, evitando propostas que possam gerar subsídios cruzados ou onerar indevidamente os consumidores finais.”</p>

19 SCGÁS	<p>O objetivo de atendimento à demanda, de diversificação de fontes de suprimentos, se sobrepõe ao Plano Nacional Integrado de Infraestrutura de Gás Natural e Biometano, cujo processo está em andamento com avaliação da demanda, infraestrutura global, inclusive de distribuição de gás canalizado, e análise do que será necessário para atendimento ao setor elétrico. Nesta correlação intersetorial, caberá ainda aguardar a realização do Leilão de Reserva de Capacidade – LRCAP. Tais questões são condicionantes para qualquer avanço em investimentos decorrentes. O Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural, pode (e deve) trazer a visão de gargalos do sistema, não possíveis de serem observadas por produtores e/ou consumidores. Nesse sentido, as providências para otimização, reforço, e em alguns casos ampliações, são importantes para a convergência com o plano da EPE e subsídio para ANP. Não obstante haver investimentos necessários e imediatos, outras definições de investimentos deveriam aguardar análises com maior grau de maturidade dos projetos.</p>
21 IEE-USP	<p>Inicialmente, é importante destacar que, de acordo com a Lei do Gás, o gestor de área de mercado de capacidade deve ser agente regulado e fiscalizado pela ANP, responsável por coordenar a operação dos transportadores conforme a regulação da agência. No entanto, ao conduzir unilateralmente o processo e apresentar o Plano Coordenado, a ATGÁS extrapolou o marco legal, e a submissão do documento na CP nº 03/2025 afronta a legislação.</p> <p>Superado esse ponto, observa-se que a elaboração do Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural 2024–2033 constitui passo essencial para a consolidação de um mercado nacional de gás competitivo, seguro e integrado. Contudo, sua introdução deve refletir, de maneira mais abrangente, a complexidade do setor e as alternativas de suprimento disponíveis, de modo a ampliar a legitimidade técnica, regulatória e social do documento. Recomenda-se, portanto, que a introdução ressalte não apenas o atendimento formal à Lei nº 14.134/2021, mas também a necessidade de coerência metodológica com instrumentos oficiais de planejamento energético (BEN, PDE 2034 e PIG 2024), assegurando que os cenários considerados pelo Plano estejam alinhados às diretrizes já estabelecidas pelo Estado brasileiro.</p> <p>Além disso, sugere-se que a introdução reconheça a relevância de múltiplas rotas de suprimento e a importância de tratar o sistema de transporte como portfólio integrado de soluções, e não como trajetória única centrada em grandes obras dutoviárias. Essa abordagem deve valorizar: Utilização de infraestrutura já existente, como GASBOL e Terminais de GNL já instalados e operacionais, antes do investimento em novos investimentos greenfield de elevado CAPEX. Integração com fontes regionais (como o gás argentino de Vaca Muerta via Bolívia), que já figura em cenários oficiais da EPE e pode reduzir custos médios do portfólio de suprimento.</p> <p>Adoção de soluções modulares e reversíveis (compressão incremental, upgrades de terminais, chamadas públicas por capacidade) que conferem maior flexibilidade frente às incertezas hidrológicas, às oscilações de demanda termoelétrica e à aceleração da transição energética.</p>

	<p>A introdução também deve reconhecer que a infraestrutura de transporte é decisiva para a formação de preços finais do gás natural e, portanto, deve estar desenhada de forma a proteger consumidores e investidores contra riscos de sobrecusto e de subutilização de ativos. Nesse sentido, convém sublinhar que decisões de alto CAPEX precisam estar condicionadas a evidências robustas de demanda firme e a análises probabilísticas transparentes, que incorporem cenários hidrológicos, sinergias com energias renováveis e dimensões geopolíticas.</p> <p>Por fim, propõe-se que o texto da introdução valorize a necessidade de coordenação institucional permanente entre ANP, EPE, MME, transportadores e distribuidores estaduais, reforçando que a governança setorial é condição indispensável para que o Plano se traduza em investimentos efetivos, competitivos e socialmente legítimos.</p> <p>Assim, a seção introdutória do Plano poderá se apresentar não apenas como cumprimento de obrigação legal, mas como documento estratégico que harmoniza segurança de suprimento, competitividade econômica e compromissos de transição energética, incorporando de forma equilibrada os aprendizados da experiência brasileira e as melhores práticas internacionais.</p>
22 ABEGÁS	<p>O objetivo de atendimento à demanda, de diversificação de fontes de suprimentos, se sobrepõe ao Plano Nacional Integrado de Infraestrutura de Gás Natural e Biometano (PNIIGB) elaborado pela EPE, cujo processo está em andamento com avaliação da demanda, infraestrutura global, inclusive de distribuição de gás canalizado, e análise do que será necessário para atendimento ao setor elétrico. Nesta correlação intersetorial, caberá ainda aguardar a realização do Leilão de Reserva de Capacidade – LRCAP.</p> <p>Tais questões são condicionantes para qualquer avanço em investimentos decorrentes. A sobreposição e a ausência da devida compatibilização entre o Plano Coordenado proposto e o PNIIGB da EPE configura uma lacuna que contradiz a necessária coordenação entre instrumentos de planejamento setorial e compromete a visão sistêmica do desenvolvimento da infraestrutura, o que pode resultar na realização de investimentos desnecessários.</p> <p>O Plano Coordenado, pode (e deve) trazer a visão de gargalos do sistema, não possíveis de serem observadas por produtores e/ou consumidores. Nesse sentido, as providências para otimização, reforço, e em alguns casos ampliações, são importantes para a convergência com o plano da EPE e subsídio para ANP. Não obstante haver investimentos necessários, como pode ser observado nesta contribuição, outras definições de investimentos necessitam de análises com maior grau de maturidade dos projetos. Uma racionalidade que parte de avaliações de custo-benefício e prudência quanto aos montantes envolvidos deve valer para todo investimento proposto, incluindo aqueles considerados pertinentes.</p>
25 ABRACE	<p>Pedimos esclarecimentos em relação ao comentário da ATGás: “Os estudos de simulação termo hidráulica integrados serão oportunamente desenvolvidos e anexados ao Plano Coordenado”. Ainda, pedimos esclarecimento em relação às premissas e metodologia utilizadas pelas transportadoras, se foi utilizada a mesma base para a elaboração do cenário ou</p>

	<p>se o cenário apresentado foi traçado apenas para justificar a necessidade de tais investimentos. Causa-nos estranheza que a lista de projetos tenha sido elaborada antes da simulação termo hidráulica do sistema.</p> <p>Ademais, seria desejável que houvesse:</p> <ul style="list-style-type: none"> I. análise do status atual do sistema de transporte, por exemplo, qual a capacidade técnica e o nível de ociosidade, se e quanto a atual ociosidade comporta o aumento esperado da demanda, inclusive considerando o vencimento dos contratos legados que preveem elevada flexibilidade operacional, a qual exerce influência direta na disponibilidade de capacidade a ser ofertada ao mercado. Neste aspecto, cabe salientar que, conforme dispositivo legal, os contratos legados deverão ser adaptados aos regimes de entrada e saída; II. análise de sensibilidade dos cenários de oferta e demanda, ou seja, além do cenário base, deveriam ser considerados cenários de estresse da demanda por capacidade e para verificar se o projeto continua rentável, tendo em vista as incertezas de custos envolvidas; III. análise de custo-benefício, incluindo custo evitado dos projetos propostos (simulação com e sem o projeto) e para identificar se o projeto é de interesse geral ou específico. Há projetos, nesta proposta de plano coordenado, para correção de gargalos e segurança de suprimento que só se viabilizariam em cenários pontuais; e IV. análise de projetos concorrentes, ou seja, qual rota é mais eficiente e apresenta maior economicidade, a depender do cenário de demanda por capacidade considerado.
27 FIESP	<p>a) ATGás como gestora de área de mercado: A apresentação do Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural pela ATGás revela fragilidade jurídica diante da Lei nº 14.134/2021. O artigo 14 estabelece que os transportadores de uma mesma área de mercado devem constituir formalmente um gestor, responsável legal pela elaboração e execução do plano (art. 15). A ATGás, entidade privada sem delegação da ANP, não foi formalmente designada nem submetida a critérios de governança, configurando vício de origem no processo. A ausência de reconhecimento formal compromete a legalidade administrativa e pode invalidar etapas como consulta pública e aprovação. Além disso, como associação de transportadoras, a ATGás carece de imparcialidade, favorecendo incumbentes e criando barreiras de entrada, em contrariedade ao princípio da isonomia e ao interesse público.</p> <p>b) Incompletude do plano apresentado: O plano carece de elementos técnicos essenciais, inviabilizando análise consistente. Não há estudos de simulação termo hidráulica, projeções de oferta e demanda, análises econômico-financeiras (ex. TIR) nem critérios de prioridade dos projetos. A falta de definições sobre incorporação dos ativos na Base Regulatória (BRA) e impactos tarifários impede que carregadores avaliem custos futuros. Aprovar um plano incompleto compromete a racionalidade econômica, gera insegurança regulatória e pode resultar em distorções tarifárias e litígios. Nesse cenário, a ANP deveria suspender a tramitação até a consolidação de estudos e parâmetros regulatórios.</p>

	<p>c) Avaliação de alternativas: A Lei nº 14.134/2021 permite que projetos sejam executados sob regime de autorização, abrindo espaço à concorrência. Para tanto, chamadas públicas são essenciais, possibilitando propostas alternativas mais eficientes ou econômicas. A centralização do planejamento pelas transportadoras limita a transparência e pode perpetuar investimentos concentrados. A participação de órgãos independentes, como a EPE, é fundamental para garantir racionalidade, evitar alocações ineficientes e assegurar que a expansão da malha atenda ao interesse público.</p> <p>d) Avaliação crítica da ANP: O artigo 15, §4º da Lei do Gás atribui à ANP o dever de avaliar criticamente o plano antes da aprovação. Entretanto, a submissão de projetos de interesse das transportadoras, sem análise estruturada da agência, caracteriza omissão regulatória e compromete a legitimidade da consulta pública. Cabe à ANP divulgar metodologia, critérios de avaliação e estudos de impacto tarifário, garantindo transparência e permitindo contribuições qualificadas. A diligência da agência é indispensável para fortalecer a confiança no processo decisório e preservar a credibilidade do marco regulatório."</p>
--	---

3. Propósitos e diretrizes

Tabela 4 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 3

O Plano Coordenado tem como propósitos e diretrizes: (i) fortalecer a segurança de abastecimento e a confiabilidade do Sistema de Transporte de Gás Natural integrado, (ii) promover a diversificação das fontes de suprimento, (iii) prover atendimento a novos mercados, (iv) viabilizar a integração entre áreas capacidade e (v) acelerar o processo de descarbonização, aumentando a competitividade da indústria nacional.	
ID	Contribuição
2 EDGE	<p>O plano não demonstra diretrizes e propósitos claros para a diversidade de fontes de suprimento. Não há consideração de ativos importantes para o suprimento nacional, como o Terminal de Regaseificação de GNL de São Paulo (“TRSP”), localizado no maior polo consumidor do País, ou de infraestruturas já existentes com suprimento firme, como o GASBOL com o gás proveniente de Vaca Muerta.</p> <p>Recomenda-se, portanto, e conforme será demonstrado ao longo desta contribuição, a revisão do Plano para que inclua todos os ativos existentes e relevantes para o sistema de transporte nacional. Apenas com todas essas análises seremos possíveis de coordenar eficientemente o desenvolvimento da malha de transporte brasileira.</p>
6 MITSUI	<p>Apresentar o portfólio de projetos das transportadoras para coletar subsídios da sociedade frente a relevância e impacto de tais projetos no desenvolvimento do mercado de gás no Brasil, de forma integrada com as distribuidoras de gás canalizado, promovendo assim a eficiência total das redes, e auxiliando no desenvolvimento do biometano.</p> <p>Para tanto, deverão ser consideradas como diretrizes básicas para o desenvolvimento do plano integrado:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eficiência Global das Redes de transporte e distribuição • Segurança de Suprimento, Confiabilidade e diversificação de Fontes de Suprimento • Traçados e soluções que auxiliem no Atendimento a Novos Mercados • Integração de áreas de mercado reduzindo ou anulando custos de transações • Transição Energética

8 ARM	O plano carece de transparência na seleção de projetos, omitindo ativos estratégicos como o TRSP. Isso compromete o objetivo de garantir segurança e expansão equilibrada da malha. A Lei do Gás (art. 15) exige planejamento robusto. Regulamentos como o TEN-E europeu obrigam que todos os projetos relevantes sejam analisados em igualdade de condições. Dessa forma, é evidente que o presente plano precisa ser revisado.
10 NEWEN	Para que o Plano cumpra seu propósito de orientar o desenvolvimento da malha de forma eficiente, é fundamental que sua análise adote uma lógica de portfólio de suprimento, tratando de modo isonômico e sem vieses as diferentes fontes de gás natural, como a produção doméstica, o GNL, a integração regional e os gases renováveis. A avaliação deve priorizar as soluções que resultem no menor custo total entregue ao sistema, que ofereçam máxima flexibilidade operacional e que promovam o uso preferencial da infraestrutura existente. Adicionalmente, para garantir a alocação eficiente de recursos e a credibilidade do planejamento, as decisões de investimento (CAPEX) sinalizadas pelo Plano devem ser condicionadas a protocolos de governança e verificação. Isso inclui a validação das premissas por um cenário de referência público (como os utilizados pela EPE e ANP), a utilização de modelagem auditável, a aplicação de um catálogo de custos padronizado e o estabelecimento de gatilhos claros para a decisão final de investimento (FID). A incorporação desses mecanismos é essencial para mitigar um viés por soluções exclusivamente de capital intensivo e fortalecer o papel do Plano como um guia para investimentos que busquem a maior segurança ao sistema com o menor custo
11 SALOMON	O plano falha em assegurar a transparência e a equidade na seleção de projetos, ignorando infraestruturas relevantes como o TRSP, sem justificativa técnica robusta. Ao não reconhecer de forma clara os critérios de inclusão e exclusão de ativos, o plano contraria os princípios de previsibilidade e tratamento isonômico entre agentes.
12 ZENERGAS	O plano apresentado não resulta de uma adequada seleção de projetos. Como exemplo, uma infraestrutura relevante como o TRSP, não é citado ainda que disponha de relevante capacidade, isso ocorre sem a apresentação de justificativa técnica robusta; esse não reconhecimento de ativos, resulta em falta de previsibilidade e tratamento isonômico entre agentes.
13 CIDADÃO 1	O Plano não assegura transparência nem equidade na seleção de projetos e omite, sem justificativa técnica consistente, ativos relevantes como o TRSP – Terminal de Regaseificação de São Paulo, localizado no Porto de Santos/SP. A ausência de critérios claros de inclusão e exclusão afronta previsibilidade e isonomia.
19 SCGÁS	Os propósitos e diretrizes ficam limitados aos principais transportadores existentes, sem avaliação da eficiência das infraestruturas, de forma individual e de forma global, para promover o menor impacto de custo sistêmico, ao longo do tempo, e contribuir para a modicidade dos preços do gás natural e tarifas, sem prejuízo da oferta e da qualidade, conforme previsto no Art. 6º do Decreto 10.712/21.

21 IEE-USP	<p>Recomenda-se que a seção de propósitos e diretrizes explice, de forma mais equilibrada, a necessidade de tratar o sistema de transporte de gás como um portfólio integrado de soluções, e não apenas como expansão linear de infraestrutura dutoviária. Isso implica reconhecer que a segurança de abastecimento e a confiabilidade da malha dependem tanto de grandes empreendimentos quanto do uso otimizado da infraestrutura existente (GASBOL, terminais de GNL, UTGCA), com reforços incrementais, modularidade e reversibilidade de fluxos.</p> <p>A não consideração de ativos relevantes no Plano, como o TRSP, sem justificativa técnica robusta, compromete a previsibilidade do setor. Todas as fontes de oferta, sobretudo as já operacionais, devem ser consideradas e tratadas para coordenar de forma efetiva o desenvolvimento do sistema.</p> <p>A diversificação das fontes deve contemplar, além do gás doméstico do pré-sal, as oportunidades de integração regional (especialmente o gás argentino via Bolívia), bem como a inserção gradual de biometano e hidrogênio, em linha com políticas de transição energética e compromissos climáticos.</p> <p>O atendimento a novos mercados deve priorizar competitividade e modicidade tarifária, garantindo que projetos de alto CAPEX sejam condicionados à demanda firme e análises probabilísticas transparentes. Nesse sentido, as diretrizes devem valorizar mecanismos de governança, chamadas públicas e instrumentos contratuais que distribuam riscos entre produtores, transportadores, distribuidores e consumidores.</p> <p>Por fim, a diretriz de descarbonização deve ser acompanhada de métricas claras, estimulando sinergias com gases renováveis e CCS/BECCS, de modo a posicionar o Brasil como hub regional competitivo e resiliente na transição energética.</p>
22 ABEGÁS	<p>Os propósitos e diretrizes ficam limitados aos principais transportadores existentes, sem avaliação da eficiência das infraestruturas, de forma individual e de forma global, com vistas a promover o menor impacto de custo sistêmico ao longo do tempo, de forma que contribua para a modicidade dos preços do gás natural e tarifas, sem prejuízo da oferta e da qualidade, conforme previsto no Art. 6º do Decreto 10.712/21.</p> <p>Os Planos apresentam deficiências quanto à transparência e equidade, omitindo infraestruturas de relevância, a exemplo do TRSP. A falta de explicitação dos critérios de elegibilidade de ativos não se atenta aos princípios da previsibilidade e da isonomia no tratamento dos agentes.</p>
25 ABRACE	<p>A ausência de assunção de responsabilidade e confiabilidade dos dados pela ATGás, conforme disposto na seção “Disclaimer” pode não atender aos propósitos e às diretrizes constantes no regramento legal.</p>

27 FIESP	<p>A apresentação do Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural com um ano de atraso compromete sua atualidade e relevância como instrumento de planejamento decenal. O documento, submetido em agosto de 2024 com base em um cenário construído em novembro de 2023, desconsidera mudanças significativas ocorridas desde então, como a intensificação do protagonismo do gás argentino, que abre novas possibilidades de suprimento e rotas de integração regional. A defasagem temporal entre o cenário analisado e a realidade do mercado coloca em dúvida a validade das premissas adotadas e reduz a capacidade do plano de responder aos desafios concretos e atuais do setor de gás natural no Brasil.</p> <p>Além disso, o avanço do Programa Gás para Empregar e das reformas estruturantes promovidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) impõe a necessidade de uma coordenação estreita entre as iniciativas regulatórias e os instrumentos de planejamento de infraestrutura. O plano apresentado não reflete essas mudanças institucionais e políticas em curso, tampouco incorpora novas frentes de demanda ou áreas estratégicas que passaram a ser prioritárias. Em um ambiente de transformação acelerada, o planejamento decenal não pode ser estático nem descolado das diretrizes governamentais. A falta de alinhamento com o MME e com os cenários mais recentes compromete a efetividade do plano e pode levar à aprovação de projetos desconectados da realidade do setor, com implicações para a eficiência dos investimentos e a modicidade tarifária.</p>
-------------	--

3.1. Segurança de Suprimento e Confiabilidade

Tabela 5 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 3.1

A segurança de abastecimento pode ser definida como a garantia de que todo o volume de gás ofertado pelos produtores e demandado pelos consumidores estará disponível de forma contínua. Isso demanda mecanismos que possibilitem o acesso à molécula quando fisicamente requerida, considerando-se as alternativas de injeção e retirada do Sistema de Transporte de Gás Natural e as condições de provisão de serviço de transporte previamente definidas entre os agentes deste segmento: produtores, consumidores, carregadores, transportadores, governo e órgão regulador.	
ID	Contribuição
2 EDGE	Há uma contradição entre os objetivos mencionados pelo Plano e as informações constantes nele. É indicado como “essencial garantir meios de viabilizar o abastecimento contínuo e em volumes adequados da demanda de gás natural no país”, mas não são considerados projetos e ativos relevantes, como o TRSP (Terminal já operacional e facilmente conectável à malha) e a importação de molécula argentina via GASBOL.
8 ARM	A Resolução CNPE nº 16/2019 coloca a segurança de suprimento como diretriz. Regulações como o RIIO [4] -2 (UK) exigem comprovação de que cada projeto realmente contribui para a confiabilidade do sistema. Contudo, o plano é omisso sobre projetos estratégicos, o que compromete a confiabilidade da malha e a redundância operacional.
10 NEWEN	Para que o princípio da ""segurança de suprimento"" seja mais do que uma diretriz abstrata e se torne um critério prático para a priorização de investimentos, é imprescindível que o Plano o traduza em métricas objetivas e mensuráveis. Sugere-se a adoção de indicadores claros de confiabilidade, como a aplicação do critério N-1 hidráulico por região, a definição de um percentual mínimo de demanda a ser coberta por oferta firme e o estabelecimento de um número mínimo de pontos de injeção redundantes para zonas críticas do sistema. Além disso, a avaliação de novos projetos deve estar vinculada a testes de estresse que simulem cenários adversos, como eventos hidrológicos extremos ou choques de oferta. Os projetos propostos para aumentar a resiliência da malha devem, obrigatoriamente, demonstrar sua eficácia por meio de simulações auditáveis. A aprovação de qualquer CAPEX relevante

	deve ser condicionada à comprovação de que o projeto efetivamente melhora os indicadores de segurança e garante níveis mínimos de resiliência frente aos cenários de estresse definidos.
11 SALOMON	Contradição entre os objetivos declarados e as escolhas feitas no plano (item 2). Embora alegue contribuir com segurança de suprimento, o plano omite projetos relevantes como o TRSP, ao mesmo tempo em que prioriza projetos ainda não licenciados.
12 ZENERGAS	Em linha com o texto apresentado no caput do item 3- Proposta e Diretrizes, o plano omite projetos relevantes como o TRSP, enquanto inclui como prioridades projetos ainda não licenciados. Cabe à ANP realizar uma análise no sentido de identificar propostas redundantes e omissões existentes.
13 CIDADÃO 1	Propaga-se no Plano a busca por segurança de suprimento, mas omitem-se projetos relevantes, como o TRSP, ao mesmo tempo em que se priorizam empreendimento sem licenciamento, o que revela inconsistência entre objetivos e escolhas.
19 SCGÁS	O plano está ancorado em assegurar o desenvolvimento de infraestruturas de produção nacional. No entanto, deve-se também considerar todas as possíveis conexões eficientes com terminais de GNL. Além de maior número de alternativas, pode ser mais competitivo ao consumidor final. Cabe destacar que produtores locais podem se conectar diretamente à rede de distribuição trazendo eficiência e modicidade tarifária.
21 IEE-USP	A definição de segurança de suprimento deve incorporar não apenas a continuidade física da molécula, mas também a resiliência do portfólio de rotas e fontes que compõem o sistema. A experiência recente do Brasil evidencia que a confiabilidade não pode depender exclusivamente de grandes gasodutos offshore ou de poucos pontos de entrada. Atrasos, sobrecustos e falhas em obras de grande porte mostram que um modelo ancorado apenas em projetos greenfield intensivos em CAPEX amplia o risco sistêmico de abastecimento. Por isso, recomenda-se a priorização do uso incremental de ativos já instalados — reversibilidade de fluxos no GASBOL, upgrades de compressores, revamp da UTGCA, interligações regionais — e a plena integração de terminais de GNL à malha. Esses ativos não devem ser vistos apenas como fontes flexíveis para geração térmica, mas sim como elementos estruturais da segurança de suprimento, diversificando rotas e reduzindo vulnerabilidades de pontos únicos de injeção. O Estado de São Paulo ilustra esse pilar de confiabilidade, que precisa ser reafirmado no próprio estado e replicado em outros mercados. Esse pilar de suprimento sustentável tem sido construído em três camadas: I. Múltiplas entradas de suprimento, com gás do pós-sal e do pré-sal via rotas 1, 2 e 3 (Caraguatatuba, Cabiúnas, GASLUB); gás importado da Bolívia/GASBOL (com possibilidade de reforço de Vaca Muerta); terminais de GNL como TRSP/Santos; e, futuramente, biometano dos polos do interior paulista (via Comgás, Naturgy e Necta).

	<p>II. Malhas de transporte e distribuição resilientes, com NTS (backbone RJ-SP-Campinas-Paulínia), GASBOL, distribuidoras locais e interligações com TRSP e NTS.</p> <p>III. Curvas de demanda complementares, com a indústria formando a base estável e as térmicas garantindo flexibilidade sazonal ou em crises hídricas. Em síntese, o pilar paulista apóia-se na diversidade de fontes, malhas resilientes e complementaridade de perfis, conferindo segurança energética, previsibilidade tarifária e menor risco de desabastecimento, em linha com estratégias globais de portfólio.</p> <p>Outro aspecto fundamental é a integração regional, especialmente o trânsito de gás argentino de Vaca Muerta via Bolívia, já considerado no PDE 2034 e PIG 2024. Incorporar esse vetor amplia as opções de suprimento, reduz custos médios e fortalece o Brasil como hub regional.</p> <p>A segurança de suprimento deve também ser tratada de forma probabilística e contratual. Não basta usar máximos históricos de despacho termoelétrico como referência única. É necessária a adoção de famílias de cenários (hidrológicos, renováveis, macroeconômicos), com modelagem estocástica (Monte Carlo, árvores de decisão), para quantificar riscos de subutilização e justificar investimentos com transparência. Decisões de alto CAPEX precisam estar condicionadas a gatilhos contratuais claros (como LRCAPs ou compromissos firmes de longo prazo) que transfiram riscos de demanda a agentes aptos, e não aos consumidores finais.</p> <p>Por fim, a confiabilidade depende também de governança e coordenação institucional. A segurança não se limita à engenharia do transporte, mas exige clareza de papéis entre União, estados, reguladores e transportadores, além de métricas auditáveis (KPIs de utilização, LCoT, redundâncias). Essa governança, somada à diversificação de fontes (domésticas, regionais e globais) e à incorporação de biometano e hidrogênio no médio prazo, permitirá ao Brasil consolidar um sistema de gás competitivo, resiliente e alinhado à transição energética.</p>
22 ABEGÁS	O plano está ancorado em assegurar o desenvolvimento de infraestruturas de produção nacional. No entanto, deve-se também considerar todas as possíveis conexões eficientes com terminais de GNL. Além de maior número de alternativas, pode ser mais competitivo ao consumidor final. Cabe destacar que produtores locais podem se conectar diretamente à rede de distribuição trazendo eficiência e modicidade tarifária.

3.2. Diversificação de Fontes de Suprimento

Tabela 6 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 3.2

A diversificação de fontes de suprimento é estratégia essencial para reduzir a vulnerabilidade a fatores externos, tanto em termos de preços, quanto de garantia de abastecimento. Seu objetivo é prover maior segurança de abastecimento e promover um mercado de gás competitivo, com a possibilidade de escolha de fornecedores, nacionais ou estrangeiros, gerando a concorrência em todo o Sistema de Transporte de Gás Natural.	
ID	Contribuição
2 EDGE	<p>A análise de suprimento do Plano demonstra uma visão seletiva e defasada, que contradiz o discurso de diversificação ao focar em projetos de alto CAPEX em vez de otimizar todas as opções disponíveis.</p> <p>Primeiramente, o documento ignora o iminente aumento da oferta global de GNL, um fator que reforça sua posição como fonte energética confiável e competitiva. Ao não considerar essa nova realidade de mercado, o Plano perpetua a visão equivocada de que os terminais de GNL são meras ferramentas de flexibilidade, e não pilares para o suprimento estável da malha nacional.</p> <p>Adicionalmente, a completa omissão da alternativa de importação do gás de Vaca Muerta — utilizando a infraestrutura existente via Bolívia — evidencia a falta de uma análise comparativa robusta. A ausência dessa avaliação, que poderia apontar soluções de menor custo para os consumidores, revela um viés do Plano por novos megaprojetos e compromete a busca pela solução mais eficiente para o sistema."</p>
8 ARM	<p>A diversificação é princípio da Lei do Gás (art. 2º). A CNMC [5] (Espanha) e o ACER [6] (UE) exigem incluir GNL e importações alternativas em planos decenais de gás.</p> <p>Contudo, o gás argentino de Vaca Muerta e o papel crescente do GNL não foram considerados no presente plano essa omissão compromete a análise comparativa das alternativas de suprimento e fragiliza a aderência do Plano às melhores práticas internacionais e ao próprio princípio legal da diversificação.</p>
10 NEWEN	O plano falha ao atribuir a segurança energética do Brasil por uma única fonte, a produção nacional por megaprojetos, e não reconhecer a importância de um portfólio multimodal (pré sal, GNL, GASBOL/trânsito argentino, biometano).

	<p>A concentração da oferta de gás natural por apenas uma rota, como é feito no Plano proposto, traz vulnerabilidade para o suprimento nacional. Nesse sentido, recomenda-se que o Plano seja revisto para considerar diversas fontes de oferta para preservar e ampliar redundância de fontes.</p> <p>Exemplos que podem ser citados é a integração dos Terminais de GNL e sua utilização como fonte firme de oferta, não apenas como opções de flexibilidade, além da utilização do GASBOL para importação de gás de Vaca Muerta.</p> <p>Deve-se adicionalmente prever mecanismo de priorização (least cost incremental) entre alternativas (uso de infraestrutura existente, terminais vs. gasodutos) com análises de custo padronizada, e utilizar uma modelagem probabilística de cenários, considerando a hidrologia nacional, evolução das renováveis e volatilidade preço do GNL internacional.</p> <p>Tais providências tem por objetivo evitar um viés nacionalista de caminho único e orienta escolhas por custo risco.</p>
11 SALOMON	<p>A desconexão entre o discurso de diversificação e as ações concretas reforça a crítica à seletividade.</p> <p>Ademais, o item 3.2.1 não traz menção sobre a nova oferta de Gás Natural Liquefeito (GNL) prevista para a segunda metade desta década. O aumento na disponibilidade desse insumo no mercado internacional o torna uma fonte energética ainda mais confiável e competitiva para matriz brasileira.</p> <p>Não é apresentada nenhuma projeção de fontes confiáveis de consultoria internacional comprovando que haverá uma oferta significativa adicional de GNL no mercado mundial, principalmente pelos investimentos em andamento nos EUA, Quatar e na Argentina, entre outros. Conforme informado pelo próprio Plano proposto a alternativa mais imediata com a infraestrutura existente é o complemento da oferta através da importação de GNL.</p> <p>A omissão da alternativa de fornecimento do gás de Vaca Muerta, inicialmente via Bolívia, também evidencia a falta de análises comparativas no suprimento, em benefícios dos consumidores.</p>
12 ZENERGAS	<p>A desconexão entre o discurso de diversificação e as ações concretas reforça a crítica à seletividade.</p> <p>A proposta em seu item 3.2.1 não traz menção sobre a nova oferta de Gás Natural Liquefeito (GNL) projetada. Existe forte incremento na disponibilidade desse insumo no mercado internacional com base em investimentos na Argentina, EUA e Quatar, e dessa forma será uma fonte energética ainda mais confiável e competitiva para matriz brasileira.</p> <p>Também inexiste uma análise da alternativa de fornecimento do gás de Vaca Muerta, inicialmente via Bolívia, de forma a resultar incompletas as comparativas no suprimento.</p>

13 CIDADÃO 1	A prática não acompanha o discurso de diversificação. O item 3.2.1 ignora o aumento esperado da oferta global de GNL na segunda metade da década, fenômeno que reforça a confiabilidade e competitividade dessa fonte para a matriz brasileira, em especial à luz de investimentos em curso em Estados Unidos, Catar e Argentina.
19 SCGÁS	<p>Investimentos que diversifiquem as fontes de suprimento e que deem confiabilidade ao sistema, incentivando a produção nacional e não deixando de conectar fontes externas sempre serão importantes e necessários para a segurança energética do país e a competitividade do gás.</p> <p>Tanto que o próprio relatório traz o aumento de concorrência no suprimento da molécula de gás natural, a partir do TGS. Não se pode deixar de lembrar que a entrada de outros supridores fomentara a redução da molécula por parte do incumbente, trazendo maior competitividade para todo o mercado de gás natural. Cabe avaliar, assim, os investimentos prudentes e eficientes que promovam a competição, além da necessidade de esclarecer como isso será repassado ao mercado. Considerando a alteração geográfica para o abastecimento do sistema, deve-se avaliar de forma integrada o repasse desses investimentos (interesse de carregadores consumidores e produtores). Como comentário, em relação à competitividade na indústria, que se trata de uma realidade no pioneirismo da TAG em dar acesso a terceiros - devido a imposição do TCC e, consequentemente, do Acordo de Redução de Flexibilidade - ARF - e, com isso, obter um maior no número de carregadores. No entanto, o menor valor de molécula no Nordeste, foi favorecido, inicialmente, pela falta de oferta da Petrobras, aliada às ofertas onshore para as Concessionárias locais. Ou seja, a competitividade partiu da molécula, não por eficiência tarifária no transporte.</p>
21 IEE-USP	<p>3.2.1. Segurança energética</p> <p>A segurança energética no Brasil deve ser concebida a partir de uma lógica de portfólio integrado de suprimento, e não de trajetória única. A experiência internacional mostra que tanto a dependência excessiva de um único fornecedor quanto a aposta exclusiva em grandes empreendimentos domésticos podem fragilizar a confiabilidade. O exemplo europeu recente confirma a vulnerabilidade associada a concentrações de oferta.</p> <p>Para o Brasil, além da expansão do gás nacional do pré-sal, é fundamental preservar e ampliar opções de redundância:</p> <ul style="list-style-type: none"> I. utilização plena da infraestrutura existente do GASBOL, incluindo seu papel estratégico como corredor de importação e trânsito de gás argentino de Vaca Muerta; II. integração efetiva de terminais de GNL (TRSP, TGS, Sergipe, Açu), não apenas como válvulas de flexibilidade para a geração elétrica, mas como ativos estruturais de segurança; III. reforços incrementais de malha (compressão, looping, reversibilidade de fluxos), evitando lock-in em projetos de alto CAPEX e risco de subutilização.

	<p>Adicionalmente, recomenda-se que o Plano adote modelagem probabilística de cenários, considerando variabilidade hidrológica, evolução das renováveis e volatilidade do GNL internacional. Isso permitirá identificar riscos de sobrecusto, calibrar investimentos modulares e condicionar grandes empreendimentos a evidências robustas de demanda firme. Assim, a segurança energética deixa de ser mera expansão de capacidade e passa a ser gestão integrada de riscos técnicos, regulatórios e geopolíticos.</p> <p>3.2.2. Competitividade da indústria</p> <p>A diversificação de fontes não deve ser entendida apenas como garantia de suprimento, mas como instrumento para promover competitividade econômica e modicidade tarifária. O custo do gás entregue à indústria brasileira é resultado da combinação entre molécula, transporte, distribuição e tributos. Nesse contexto, projetos que reduzem riscos de ociosidade, ampliam o acesso a múltiplos fornecedores e valorizam soluções de menor CAPEX tendem a oferecer vantagens competitivas mais duradouras.</p> <p>A experiência do Nordeste confirma esse movimento: maior competição no acesso à malha reduziu preços finais em até 15% para consumidores industriais, com queda substancial na concentração de mercado (HHI). Essa evidência reforça que o acesso aberto e a pluralidade de fornecedores são tão determinantes para a competitividade quanto a expansão física da malha.</p> <p>O Plano deve, portanto, destacar mecanismos que ampliem a concorrência: fortalecimento de chamadas públicas de capacidade, estímulo à entrada de comercializadores independentes, aproveitamento dos terminais de GNL como hubs de liquidez e, futuramente, integração de novos vetores renováveis (biometano). Além disso, é necessário condicionar grandes obras dutoviárias a análises comparativas de custo total entregue (LCoT), garantindo que apenas os projetos mais eficientes sejam internalizados na tarifa.</p> <p>Ao alinhar segurança energética e competitividade industrial, o Brasil pode transformar sua infraestrutura de gás em vetor de atração de investimentos produtivos e em ferramenta de transição energética, consolidando-se como hub regional no Cone Sul.</p>
22 ABEGÁS	<p>Investimentos que diversifiquem as fontes de suprimento e que deem confiabilidade ao sistema, incentivando a produção nacional e não deixando de conectar fontes externas, sempre serão importantes e necessários para a segurança energética do país e a competitividade do gás.</p> <p>Tanto que o próprio relatório traz o aumento de concorrência no suprimento da molécula de gás natural, a partir do TGS.</p>

	<p>Não se pode deixar de considerar que a entrada de outros supridores fomenta a redução do preço da molécula por parte do incumbente, trazendo maior competitividade para todo o mercado de gás natural. Cabe avaliar, assim, os investimentos prudentes e eficientes que promovam a competição, além da necessidade de esclarecer como isso será repassado ao mercado. Considerando a alteração geográfica para o abastecimento do sistema, deve-se avaliar de forma integrada o repasse desses investimentos (interesse de carregadores consumidores e produtores).</p> <p>A competitividade também pode ser avaliada pelo “drive” da oferta de molécula e não necessariamente por suposta eficiência tarifária no transporte. O caso do Nordeste é ilustrativo: a queda de preços foi inicialmente impulsionada por uma falta de oferta da Petrobras e pelo surgimento de ofertas onshore competitivas, e não por reduções na tarifa de transporte. A iniciativa pioneira da TAG em permitir acesso a terceiros, embora seja um avanço importante, foi em grande parte motivada por imposições regulatórias (TCC e ARF). Este ponto evidencia que a mera existência de infraestrutura do transporte não assegura competição, sendo necessário um arcabouço regulatório indutor e uma oferta diversificada de gás. Adicionalmente, importante considerar que, nos planos apresentados, nem todas as possibilidades de conexão foram abordadas, como por exemplo, a conexão da NTS ao TRSP.</p>
25 ABRACE	<p>Concordamos com a ATGás com a ressalva de que a conexão de novas fontes de oferta ao sistema de transporte só faz sentido se for comprovada a viabilidade econômica do projeto, sem onerar marginalmente o sistema no longo prazo. Deste modo, sugerimos que previamente a aprovação dos investimentos pela ANP seja realizada análise do impacto tarifário dos investimentos previstos para compor a BRA das transportadoras, inclusive com a avaliação dos cenários e as modificações do perfil de oferta estimado.</p> <p>Por exemplo, seria viável a reclassificação de gasodutos que conectam terminais de GNL como gasodutos de transporte, com possibilidade de socialização tarifária mesmo que não haja contrapartida, no longo prazo, de benefício sistêmico? Ou seja, qual o critério para alocação do risco da demanda? Flexibilidade operacional, por si só seria suficiente para justificar a reclassificação? Ao nosso ver, a necessidade de investimentos para reforço do sistema e melhoria operacional não deve ser pontual, considerando apenas as condições atuais do sistema e sem avaliar alternativas ou fontes que possam oferecer flexibilidade que se mostrem mais atrativas no longo prazo.</p> <p>Por fim, pela ótica do consumo, importa ressaltar que a elasticidade da demanda da indústria, incluindo a substituição de fontes mais poluentes pelo gás natural, está intrinsecamente associada ao custo final do insumo, compreendendo o acesso ao sistema de transporte. Assim, a projeção tarifária, previamente a aprovação do projeto, é elementar para testar a sua resiliência, em relação ao cenário de demanda de longo prazo estimado.</p>

3.3. Atendimento a Novos Mercados

Tabela 7 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 3.3

<p>No Brasil, a infraestrutura de gasodutos encontra-se predominantemente próxima ao litoral e nos grandes centros urbanos. Cerca de 90% (noventa por cento) dos municípios brasileiros não têm atendimento de gás natural via gasodutos.</p> <p>Para a expansão do gás natural a novos mercados é necessário um conjunto de ações e diretrizes a serem implementadas por governos, empresas e stakeholders. Esta visão integrada está presente no Programa Gás para Empregar instituído pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) com objetivo de: i. aumentar a oferta e disponibilidade de gás natural nacional no mercado doméstico; ii. melhorar o aproveitamento e o retorno social e econômico da produção nacional de gás natural; iii. aumentar a disponibilidade de gás natural para a produção nacional de fertilizantes nitrogenados, produtos petroquímicos e outros setores produtivos, com preço competitivo; iv. atrair investimentos privados para as infraestruturas; e v. identificar estratégias e mecanismos para alinhamento dos esforços de desenvolvimento do mercado de gás natural e seus investimentos à transição energética.</p> <p>(...)</p>	
ID	Contribuição
2 EDGE	<p>A seção de projetos do Plano (item 6) carece de critérios objetivos e de uma hierarquização clara, baseada na maturidade e viabilidade técnico-econômica dos empreendimentos. Embora mencione polos promissores como o Porto do Açu, a ausência de uma racionalidade explícita para priorização enfraquece a capacidade do Plano de atuar como um verdadeiro indutor de mercados emergentes e de sinalizar projetos que efetivamente possam atrair investimentos.</p> <p>Adicionalmente, a proposta de concentrar novos gasodutos na costa deveria ser precedida por uma análise mais aprofundada das causas da estagnação do setor. É fundamental que o Plano investigue os motivos que levaram à configuração atual da malha e à falta de investimentos significativos nas últimas duas décadas, para que as novas propostas sejam soluções bem fundamentadas, e não apenas uma repetição de padrões.</p> <p>Como princípio norteador, toda e qualquer expansão da malha deve ser conduzida de forma responsável. Isso exige, antes de se comprometer com grandes projetos, uma avaliação criteriosa que comprove que a infraestrutura existente — otimizada com investimentos pontuais, se necessário — é de fato insuficiente para atender a nova oferta ou demanda.</p>

6 MITSUI	Sobre o atendimento de novos mercados, entendemos que para fins de apresentação de plano, além da incerteza sobre os valores de projetos, deveriam ser estimadas as curvas de volumes em cenários mais conservadores, pessimistas e otimistas, considerando inclusive informações de mercado levantadas pela EPE e utilizadas pelas transportadoras para serem refinadas junto ao mercado e as distribuidoras locais, assim refletindo um planejamento integrado na medida em que a demanda será conecta pelas concessionárias locais de gás canalizado.
8 ARM	O art. 15, §3º da Lei do Gás exige segurança de suprimento em dez anos. Regulação internacional (RIIO [4] -2) condiciona expansões a “demand tests” com contratos-âncora que comprovem a demanda firme. Não obstante, o Plano cita projetos como o Porto do Açu sem comprovação de viabilidade econômico-financeira ou critérios objetivos de hierarquização de prioridades. Essa omissão fragiliza a aderência do Plano às boas práticas regulatórias e reduz sua capacidade de orientar investimentos de forma eficiente e transparente.
10 NEWEN	A expansão da malha de gasodutos do sistema de transporte de gás natural para atendimento a novos mercados é um dos principais temas que devem ser debatidos no Brasil. É notável que, desde a privatização das transportadoras, não houve investimento relevante na malha. Entretanto, por mais que investimentos sejam importantes para expansão, eles devem ser feitos de modo diligente para evitar sobrecarga de custos aos seus usuários ou sobredimensionar a demanda, pois o risco dessa ação de forma arbitaria, é a perda da demanda existente. O custo impacta a decisão das empresas em buscar energético alternativo, ou seja, além de não incrementar novas demandas, o mercado será incentivado a sair do gás natural pelo alto custo operacional. Nesse sentido, recomenda-se que: I. o Plano considere critérios objetivos para inclusão de ramais/novos pontos (contrato mínimo exigido, estudo de demanda captável, candidato a chamada pública incremental) e mecanismo de chamada pública para sinalização de demanda; II. seja requisitada avaliação socioambiental prévia proporcional ao CAPEX antes de avanço à fase conceitual; e III. os projetos incluídos estejam alinhados ao estágio de maturidade necessário para atrair investimentos e viabilizar mercados emergentes. A expansão deve priorizar, inicialmente, o aproveitamento da infraestrutura já existente antes que sejam feitos investimentos relevantes. Um exemplo é avaliar se a demanda incremental esperada não pode ser atendida pelos Terminais de GNL operacionais, como TRSP, Porto do Açu, Bahia, Sergipe e TGS.

	Essas medidas visam reduzir projetos “promessa” (sem mercado firme certo) e acelerar uma priorização eficiente, de modo a criar uma expansão perene do sistema.
11 SALOMON	<p>Falta de alinhamento entre os projetos incluídos e o estágio de maturidade necessário para atrair investimentos e viabilizar mercados emergentes (item 6).</p> <p>O plano reconhece polos como Porto do Açu, mas não estabelece critérios objetivos para hierarquizar projetos. A ausência de racionalidade técnico-econômica explícita enfraquece sua função indutora de mercado.</p> <p>A concentração de gasodutos ao longo da costa, evidenciada na proposta, requer uma análise mais profunda dos motivos do estágio atual dos gasodutos de transporte e da falta de investimentos significativos no setor durante quase duas décadas.</p>
12 ZENERGAS	<p>A proposta indica forte concentração de gasodutos ao longo da costa, a falta de investimentos significativos no setor durante quase duas décadas visando a interiorização do mercado é fato relevante não analisado. A ausência de racionalidade técnico-econômica explícita enfraquece sua função indutora de mercado.</p>
21 IEE-USP	<p>A estratégia de atendimento a novos mercados deve ser gradual e economicamente racional, evitando projetos de alto CAPEX com risco de subutilização. Embora o Programa Gás para Empregar ofereça diretrizes relevantes, a expansão da rede deve priorizar a utilização da infraestrutura já existente e a integração com ativos estratégicos (gasodutos, terminais de GNL, GASBOL, UTGCA), antes de induzir grandes obras greenfield.</p> <p>Caso tal preceito não seja avaliado, o custo ao consumidor da nova infraestrutura subutilizada pode gerar efeito reverso, a perda de demanda para o energético em razão da falta de competitividade de seus custos.</p> <p>Com 90% dos municípios sem acesso à malha de transporte, o desafio não pode ser resolvido apenas com extensões de gasodutos troncais. A experiência nacional mostra que soluções modulares – compressão incremental, backhaul, ramais curtos, hubs regionais de GNL e integração com biometano – são alternativas mais rápidas e baratas.</p> <p>A expansão deve seguir quatro princípios com objetivo de atender a demanda e a oferta considerando a modicidade tarifária:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Utilização eficiente– antes de induzir novos eixos, comprovar que a demanda não pode ser atendida por ativos já instalados (GASBOL, terminais de GNL, UPGNs revitalizadas como a UTGCA). Essa lógica reduz custos médios, aumenta redundância e confere flexibilidade.

	<p>2. Planejamento orientado por demanda firme- novos projetos devem estar ancorados em contratos de longo prazo e análises probabilísticas (industrial, térmico, fertilizantes, petroquímica). Usar máximos históricos ou premissas uniformes distorce necessidades e eleva tarifas sem lastro.</p> <p>3. Evitar trânsitos desnecessários- o revamp da UTGCA é alternativa logística superior ao modelo que direciona todo o gás do pré-sal ao RJ para retornar a SP. Essa configuração cria gargalos e custos. A queda da produção de Mexilhão abre espaço para reconfigurar a UTGCA para gás do pré-sal, com capacidade de 20 milhões m³/dia, atendendo a demanda sem sobrecarregar a sua infraestrutura.</p> <p>4. Integração com a transição energética- novos mercados devem prever biometano, hidrogênio e CCS/BECCS, evitando ativos obsoletos e garantindo infraestrutura adaptável.</p> <p>Destacam-se oportunidades regionais:</p> <p>Sul e Sudeste: equilíbrio entre oferta e demanda nas malhas da NTS e TBG. Para baixa demanda, importação de gás argentino via GASBOL e injeção de GNL via TGS e TRSP são suficientes. Em cenários altos, essas mesmas opções, somadas a investimentos para eliminar gargalos SC-RS. No futuro, a conexão da TBG no RS poderia receber gás da Argentina via TSB ou Uruguai, mas no curto e médio prazo a expansão do GASBOL é inevitável, dado seu desenho telescópico que restringe a capacidade ao RS a 2,5 milhões m³/dia. Isso já obriga a substituir gás por diesel em termelétrica em Canoas e limita a indústria ceramista em SC. A demanda reprimida no RS chega a 1,5 milhão m³/dia. A expansão do GASBOL também permitirá pleno aproveitamento do Terminal Gás Sul (15 milhões m³/dia, inaugurado em 2024), conectado ao gasoduto por 33 km. Integrar essa nova fonte à malha ampliada fortalece a segurança energética e apoia o desenvolvimento industrial da região.</p> <p>Nordeste: a plena integração de terminais de GNL (Bahia, Sergipe, futuro Suape) e de projetos de produção de gás onshore reduz a dependência de rotas únicas, garantindo suprimento competitivo a polos petroquímicos e de fertilizantes.</p> <p>Centro-Oeste: reversibilidade do GASBOL e biometano podem viabilizar mercados ligados ao agrobusiness. Dada a dispersão geográfica das demandas potenciais, soluções de GNL em pequena e média escala são mais viáveis, seja via ferrovia a partir de Paulínia, seja com unidade a ser instalada em Cuiabá, e suprida por gás argentino via Bolívia.</p> <p>A regulação deve assegurar atendimento em ambiente competitivo e com modicidade tarifária, com regras claras. É necessária a padronização de métricas e análises comparativas periódicas para avaliar a racionalidade dos investimentos.</p>
--	--

3.4. Integração de áreas de mercado

Tabela 8 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 3.4

A área de mercado de capacidade é definida na Lei 14.134/2021 como a delimitação do Sistema de Transporte de Gás Natural onde o carregador pode contratar acesso à capacidade de entrada ou de saída por meio de serviços de transporte padronizados, sem a necessidade de contratação da interconexão, permitindo maior liquidez para a troca comercial de molécula.	
(...)	
ID	Contribuição
2 EDGE	O Plano falha ao propor melhorias, visto que existem omissões relevantes de interligações possíveis, para um dos principais objetivos da Lei do Gás. Recomenda-se a revisão do documento para que sejam incluídas todas as conexões possíveis para análise do mercado.
8 ARM	A Diretiva 2009/73/CE obriga Estados-membros a priorizar interconexões para garantir acesso não discriminatório Omissão de interligações compromete o acesso de terceiros e a eficiência do mercado, como também fragiliza a aderência do planejamento às melhores práticas internacionais e ao próprio marco legal brasileiro.
10 NEWEN	A atual fragmentação do sistema de transporte, com restrições operacionais entre as malhas, limita a eficiência, a competição e a modicidade tarifária no mercado de gás natural. Para que a diretriz de integração de áreas de mercado se traduza em benefícios concretos, o Plano deve estabelecer objetivos mensuráveis e um cronograma de ações. É crucial definir metas claras, como a redução progressiva de zonas de mercado isoladas, e acompanhá-las por meio de indicadores de desempenho, como o aumento da liquidez por nó e a capacidade de swap entre diferentes áreas. Nesse sentido, o Plano deve priorizar um conjunto de ações de impacto rápido e baixo custo de capital (CAPEX), como pequenas interligações, upgrades operacionais em pontos estratégicos (a exemplo de REPLAN/Guararema) e a implementação de protocolos para reversão de fluxo. A definição de um cronograma com gatilhos para essas intervenções garantirá que a diretriz de integração se materialize em entregáveis práticos que aumentem a liquidez, as oportunidades de arbitragem e a eficiência geral do sistema de transporte.

11 SALOMON	<p>Falha estrutural em atingir um dos principais objetivos da Lei do Gás. Omissões relevantes de interligações possíveis comprometem o progresso da integração nacional.</p> <p>A integração das áreas de mercado é relevante para o sistema. No entanto, a ausência de avaliação de alternativas ao Plano Proposto fragiliza a análise apresentada sobre as interligações, abrindo espaço para custos adicionais que, ao final, recairão sobre os consumidores.</p>
12 ZENERGAS	<p>A integração das áreas de mercado realmente é importante para o sistema, porém não identificamos uma análise de alternativas ao Plano Proposto, o resultado é que as interligações propostas podem gerar custos adicionais desnecessários que serão suportados pelos consumidores.</p>
13 CIDADÃO 1	<p>Há falha estrutural no atendimento a um objetivo nuclear da Lei do Gás. A ausência de avaliação de alternativas eleva custos que tendem a ser repassados aos consumidores.</p>
21 IEE-USP	<p>A integração de áreas de mercado representa uma das medidas mais eficazes para promover eficiência econômica, liquidez comercial e modicidade tarifária no setor de gás natural brasileiro. A atual fragmentação em três áreas de mercado (NTS, TAG e TBG) limita a formação de um mercado verdadeiramente nacional, reduz a flexibilidade dos agentes e mantém barreiras artificiais à concorrência.</p> <p>Recomenda-se que o Plano explice que a integração não deve ser concebida apenas como eliminação de restrições físicas, mas como um processo de convergência institucional, contratual e operacional. Isso inclui:</p> <p>Padronização de metodologias de custos e regras de balanceamento, garantindo que os carregadores possam comparar alternativas de contratação com critérios uniformes.</p> <p>Interoperabilidade entre gasodutos e terminais de GNL, ampliando a conectividade e evitando gargalos que prejudiquem a livre alocação de capacidade.</p> <p>Definição de mecanismos de governança conjunta entre transportadoras, com protocolos transparentes para coordenação de fluxos, manutenção e expansão de capacidade.</p> <p>A experiência europeia, consolidada no Gás Target Model, demonstra que a criação de mercados virtuais líquidos (hubs) é essencial para aumentar a competição e reduzir preços. No Brasil, o desenvolvimento de hubs regionais – como no Sudeste (integrando NTS/TBG/Porto do Açu/TRSP), no Sul (a partir do TGS e da interligação com o GASBOL) e no</p>

	<p>Nordeste (com TAG, Bahia, Sergipe e futuros terminais) – pode ser o passo intermediário para uma integração plena em nível nacional.</p> <p>Do ponto de vista regulatório, recomenda-se que o Plano reconheça a importância de condicionar investimentos de integração a análises de custo-benefício comparativas e a processos de chamadas públicas que validem a demanda real por capacidade integrada. Isso reduz riscos de investimentos desnecessários e garante que a expansão da malha seja racional e transparente.</p> <p>Por fim, recomenda-se que o Plano destaque a coordenação permanente entre ANP, EPE, CNPE e transportadoras como condição necessária para a integração de áreas de mercado. A ausência de métricas claras fragiliza a auditabilidade do processo e pode reduzir a confiança de consumidores e investidores.</p> <p>Assim, a seção deve ressaltar que a integração de áreas de mercado não é apenas uma etapa técnica, mas um instrumento estratégico de política energética, capaz de aumentar a concorrência, reduzir custos sistêmicos, estimular investimentos privados e consolidar o Brasil como hub regional de gás natural no Cone Sul.</p>
22 ABEGÁS	<p>As restrições físicas existentes não são maiores do que as comerciais entre as malhas integradas do sistema de transporte. Há grande complexidade como empilhamento de tarifas e contratos na malha integrada.</p> <p>A não análise de alternativas ao Plano Proposto para as interligações, requisito crucial para a integração de mercados, poderá acarretar sobrecustos que recairão sobre os consumidores.</p>
25 ABRACE	<p>"A formação de uma única área de mercado exige análises minuciosas do regulador, inclusive de custo-benefício da integração. Como aponta a ANP na Nota Técnica nº 004/2017-SCM, se por um lado pode ser positiva por possibilitar que um maior número de players possa negociar e transacionar contratos, fomentando a liquidez; por outro pode impactar o custo do acesso pela necessidade de investimentos para reduzir restrições que possam surgir com a integração, tendo em vista que o número de restrições locais possui relação direta com o tamanho da área de mercado. E esta condição aumenta o custo do gerenciamento operacional, ainda mais se estas restrições forem significativas.</p> <p>Portanto, a análise deste trade-off entre o tamanho da área de mercado e a complexidade operacional deve ser avaliada pelo Regulador em conjunto com o mercado. A ABRACE Energia considera que o Plano Coordenado é o melhor momento para fazer essa avaliação – qualitativa e quantitativa – após a regulação das diretrizes previstas na ação regulatória "Interconexão e interoperabilidade", com avaliação do impacto tarifário decorrente. Em alguns mercados, como o Finlandês, foram implementadas alternativas à integração completa, como a implementação de "áreas tarifária comuns", para que houvesse uma transição, a fim de garantir menor impacto ao custo do acesso.</p>

	<p>Ademais, previamente a essa análise, novamente frisamos ser necessária a transparência operacional do sistema de transporte nas condições atuais para que o mercado tenha claro quais as barreiras físicas existentes que impedem a integração. Ou seja, se essas barreiras são persistentes ou pontuais, a depender do fluxo de gás para atendimento da demanda flexível, a partir de diferentes perspectivas de despachos térmicos.</p> <p>Por fim e não menos importante, consideramos que não apenas as restrições físicas impedem a integração entre as áreas de mercado, mas também condições contratuais. Assim, recomendamos a ANP que, promova a coordenação operacional e estabeleça diretrizes para a troca de informações entre transportadoras e carregadoras, com a padronização dos contratos, da estrutura tarifária e das condições de acesso às redes de transporte. Espera-se que esta coordenação esteja estabelecida nos códigos de redes, em que serão configuradas as regras de cálculo de capacidade e das tarifas, incluindo as tarifas de interconexão, balanceamento, interoperabilidade, critérios de transparência, procedimentos para gerenciamento do congestionamento contratual, dentre outras medidas necessárias.</p> <p>Para tanto, citamos a recomendação da EFET (European Federation of Energy Traders) em contribuição à European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) acerca do Modelo Conceitual para o Mercado de Gás Europeu. Segundo a EFET (Response to ERGEG call for evidence - Ref: C10-GWG-70-03 - on a Conceptual Model for the European Gas Market), para estabelecer um modelo funcional e eficiente é preciso considerar um conjunto de princípios básicos, dentre os quais destacam-se: i) os operadores do transporte devem buscar coordenar a operação, de forma a otimizar a oferta de capacidade e facilitar as negociações. Isso poderá ser feito através de um acordo operacional a ser construído em conjunto com o Regulador; e ii) o Regulador deve se certificar que a capacidade de interconexão será alocada e utilizada com eficiência, de acordo com as necessidades do mercado e assegurar que as principais condições operacionais sejam padronizadas, por exemplo: regras para o balanceamento e publicidade das informações.</p> <p>Ou seja, as discussões sobre o modelo de integração devem partir de cenários alternativos de desenhos de mercado para que as transportadoras e o próprio mercado possam analisar – qualitativa e quantitativamente – se a operação conjunta pode ser mais eficiente, incluindo as análises dos investimentos necessários. Cabe dizer que os princípios gerais defendidos pela EFET alicerçam as ações regulatórias necessárias para que a integração ocorra organicamente, além de estimular a concorrência dentro das áreas de mercado e, de certa forma, a convergência de preços por meio de um nível eficiente de arbitragem.</p> <p>Sendo assim, em síntese, no tocante à integração das áreas de mercado, recomendamos à ANP análises:</p> <ul style="list-style-type: none"> I. comparativas entre o aumento do custo tarifário que poderia surgir após a integração, como consequência da redução de flexibilidade e a redução potencial do custo tarifário decorrente de menor necessidade de recorrer às
--	--

	<p>II. ações de balanceamento, já que uma área maior poderia contar com maior flexibilidade e com opções mais atrativas para executar estas ações;</p> <p>III. de como contornar o custo de acesso entre áreas de mercado (evitar o empilhamento tarifário), otimizando os fluxos e as transações intermercado;</p> <p>IV. de como seria o procedimento das chamadas públicas incrementais, dentro desta visão sistêmica, uma vez que os custos dos investimentos que têm o potencial de beneficiar todo o mercado devem ser socializados entre as áreas, isto é, nem sempre o investimento realizado em uma área de mercado terá o benefício restrito àquela área, por exemplo, correção de gargalos no sistema NTS para reversão do fluxo da oferta e possibilidade de atendimento dos mercados interligados na TBG; e</p> <p>IV. para o dimensionamento dos custos de balanceamento dentro de uma visão integrada, uma vez que, em caso de congestionamento físico, os transportadores deverão utilizar, por exemplo, ações de balanceamento locacionais, que poderão aumentar os custos socializados.</p>
27 FIESP	Diante da afirmação constante no Plano Coordenado sobre a importância da integração entre áreas de mercado como instrumento para fomentar a concorrência e reduzir preços, cabe questionar à ANP quais medidas concretas estão sendo adotadas para viabilizar essa integração de forma efetiva e transparente. Especificamente, é necessário saber se estão sendo conduzidos estudos periódicos de mercado e análises prospectivas das restrições da malha, conforme previsto, e de que forma essas informações estão sendo utilizadas para orientar o planejamento da rede. Também é pertinente indagar sobre a sistemática de coleta e publicização dos dados de demanda por contratação de capacidade, e se há cronograma ou diretrizes regulatórias em curso que promovam a eliminação das barreiras físicas e contratuais entre as áreas operadas pelas transportadoras, como condição necessária para o funcionamento pleno do mercado de gás natural previsto pela legislação.

3.5. Transição Energética

Tabela 9 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 3.5

<p>Pelo importante papel que o gás natural desempenha na transição energética, em função: (i) do potencial de substituição do consumo de combustíveis fósseis mais poluentes, (ii) do aumento de fontes intermitentes na matriz energética e (iii) da possibilidade de movimentação de biometano e metano sintético renovável na mesma infraestrutura, os gasodutos configuram-se como uma solução de longo prazo.</p> <p>A disponibilidade de grandes reservas no Brasil torna o gás natural uma fonte de energia com enorme potencial de crescimento.</p> <p>(...)</p>	
ID	Contribuição
6 MITSUI	<p>3.5.1. Biometano e metano renovável</p> <p>Considerar investimentos na inversão de fluxo entre distribuição e transporte, de modo que os pontos e recebimentos propostos, possam ser abastecidos pelo modal mais eficiente.</p> <p>Considerar a melhor alternativa para desenvolvimento do mercado de biometano, ou seja, as vezes será mais eficiente que o transporte conecte a fonte de produção do biometano, tanto pela distância, volume e custo do projeto, mas as vezes faz mais sentido que a distribuição realize esse papel, levando em consideração para tanto, a possibilidade tanto de Swap físico e comercial entre as redes de transporte e distribuição.</p>
8 ARM	<p>A Diretiva (UE) 2018/2001 obriga integração de biometano nos sistemas de transporte ou de distribuição, conforme a escolha do produtor. O Brasil deve alinhar-se a essa tendência para garantir competitividade e sustentabilidade.</p> <p>Contudo, o plano não trata de forma adequada a inserção de gases renováveis, como o biometano.</p> <p>Dessa forma, é evidente que o presente plano deve ser revisado;</p>
12 ZENERGAS	O tema não é analisado com o rigor necessário.

19 SCGÁS	<p>Como bem traz o relatório da ATGAS, o biometano é uma alternativa renovável e um gás intercambiável com o gás natural, desde que atendidas as especificações de qualidade estabelecidas pela ANP, pode compartilhar as mesmas infraestruturas de gasodutos de transporte, sem a necessidade de adaptações. Ou seja, sem necessidade de criar especificações diferenciadas como proposto na CP 01/2025 da ANP. Nesse sentido, a conexão à malha de gasodutos viabiliza o escoamento contínuo desse gás como alternativa renovável. Cabe destacar, no entanto, que caberá avaliação econômica de tais projetos quando comparados à conexão direta às malhas de distribuição. Trata-se de empreendimentos geograficamente isolados ou próximos de áreas urbanas, o que pode não viabilizar a conexão à malha de transporte quando se compara com conexão ao elo de distribuição. Adicionalmente, a movimentação de volumes até a malha de transporte (Ponto de Entrada/Recebimento) se dará via modais alternativos ao dutoviário como GNC e GNL a granel, prejudicando o ganho de eficiência em tal conexão. Os projetos apresentados para a construção dos Pontos de Entrada/Recebimento de biometano, trazem valores de 7 milhões e 70 milhões de reais, respectivamente, pela NTS (120 mil m³/dia) e pela TBG (200 mil m³/dia). Ainda que se respeite as características diferentes de cada projeto, diferenças desse porte necessitam de maior profundidade de análise, de forma a justificar a viabilidade do projeto e consequente aprovação pela ANP.</p>
21 IEE-USP	<p>O papel do gás natural na transição energética deve ser articulado de forma explícita com os compromissos de descarbonização assumidos pelo Brasil. O texto da ATGás destaca a função do gás natural como combustível de transição. Há de se reforçar que a expansão no curto e médio prazo dessa estratégia de transição energética reforçará outras possibilidades futuras, por exemplo com a integração das atuais malhas de transporte e/ou distribuição de gás na integração progressiva de biometano (e, quiçá, em futuro mais remoto, do hidrogênio), aproveitando a infraestrutura já existente e evitando lock-in em ativos estritamente fósseis.</p> <p>Nesse sentido, é fundamental que o Plano estabeleça que o investimento em gasodutos, terminais e interconexões deve prever a compatibilidade técnica para injeção de biometano, alinhando a malha de transporte e de distribuição às metas de neutralidade climática. O emprego de recursos precisa estar alinhado às estratégias nacionais como programas de Incentivo ao Biometano, conforme apresentadas, por exemplo, no PDE 2034.</p> <p>3.5.1 Biometano e Metano Renovável</p> <p>Ao longo das próximas décadas, o biometano apresenta-se como recurso estratégico e essencial para os programas de descarbonização do setor de transportes (ônibus e caminhões), de fertilizantes nitrogenados e da indústria petroquímica. O Brasil dispõe de um dos maiores potenciais globais de produção de biometano, com base em resíduos do agronegócio, saneamento e aterros. Esse potencial (estimado em até 120 milhões m³/dia) deve ser tratado como pilar estratégico da transição energética e como fonte complementar ao gás natural. Diretrizes concretas que podem ser contempladas pelos transportadores de gás são:</p>

	<p>Formação de hubs regionais de biometano, conectando múltiplos produtores a pontos estratégicos da malha (via GNC, GNL a granel ou gasodutos curtos), garantindo escala e viabilidade econômica.</p> <p>Modelo de acesso flexível e isonômico via Plataforma de Oferta de Capacidade (POC), com custos de conexão modulados e compartilhados, permitindo a entrada competitiva de pequenos e médios produtores.</p> <p>Esforços de desenvolvimento tecnológico para preparar a infraestrutura para um futuro mercado global de moléculas de gás de baixo carbono, vislumbrando a construção de longo prazo de uma malha multiprodutos e multifontes, capaz de transportar de forma segura tanto o gás fóssil do pré-sal quanto o biometano e quiçá o hidrogênio. Isso posicionará o Brasil como líder regional em soluções de baixo carbono e garantirá que os investimentos de hoje não se tornem barreiras para a economia de amanhã.</p>
22 ABEGÁS	<p>Conforme já destacado no relatório da ATGAS, o biometano é uma alternativa renovável e perfeitamente intercambiável com o gás natural, desde que atendidas as especificações de qualidade da ANP. Essa característica do biometano permite sua injeção direta em gasodutos de gás natural, sem a necessidade de adaptações ou de um tratamento diferenciado. O acesso a gasodutos é, portanto, crucial para viabilizar o escoamento contínuo e em grande escala desse gás renovável.</p> <p>O potencial de produção nacional de biometano é significativo, podendo superar 6,6 milhões de m³/dia com base nos projetos atuais.</p> <p>No entanto, a conexão à malha de transporte não é universalmente a solução mais viável. A análise econômica é fundamental para os projetos, pois muitos empreendimentos são geograficamente isolados ou localizados próximos a centros consumidores, o que certamente tornará a conexão direta às redes de distribuição mais eficiente e econômica do que uma conexão até um gasoduto de transporte. Adiciona-se à opção de conexão ao transporte nos modelos apresentados o uso de modais alternativos, como GNC ou GNL a granel, para levar o volume até um Ponto de Conexão de Entrada, o que pode comprometer ainda mais a viabilidade econômica do processo.</p> <p>Dúvidas referentes à viabilidade econômica ficam evidentes ao analisar os custos de injeção propostos. Os projetos apresentados para a NTS (R\$ 7 mi para 120 mil m³/dia) e para a TBG (R\$ 70 mi para 200 mil m³/dia) apresentam uma disparidade de custo por capacidade que demanda uma análise técnica mais aprofundada. É imperativo que a ANP exija estudos robustos que justifiquem claramente a viabilidade e a eficiência de cada projeto, garantindo que eventuais aprovações estejam-se em critérios técnicos e econômicos sólidos, em benefício do mercado.</p>

25 ABRACE	<p>Reforçamos que, independentemente dos objetivos, a socialização dos custos relativos à expansão da rede de transporte só faz sentido se comprovada a viabilidade econômica, sem onerar marginalmente o sistema no longo prazo.</p> <p>Ademais, não concordamos com a afirmação: "o Sistema de Transporte de Gás Natural é fundamental para o escoamento da produção de biometano de forma eficiente, trazendo a escalabilidade e liquidez necessárias para o desenvolvimento do mercado desse gás renovável". Tendo em vista o perfil de oferta do biometano pulverizada em diversas regiões do país e considerando a extensão territorial brasileira, não nos parece fazer sentido tomar como certa a conexão desse energético ao transporte, mas somente se houver escala de modo a tornar essa conexão viável, sem qualquer tratamento tarifário diferenciado para subsidiar tais investimentos.</p> <p>Ressalta-se nos casos em que a conexão atender exclusivamente a um carregador específico ou a um conjunto de carregadores, o custeio deverá ser atribuído a estes, respeitando os princípios de modicidade tarifária. Ainda, será preciso avaliar a distância entre a instalação produtora do mercado consumidor, em que conexão deverá considerar o caminho mais eficiente, transporte ou distribuição.</p>
27 FIESP	<p>3.5.1 Biometano e metano renovável</p> <p>Embora o Plano Coordenado reconheça corretamente, do ponto de vista físico, que a integração do biometano à malha de transporte pode gerar ganhos de eficiência e liquidez, essa visão desconsidera limitações estruturais que inviabilizam, na prática, tal conexão em grande parte do território nacional. A localização atual das rotas de gasodutos de transporte não contempla as principais regiões produtoras de biometano, geralmente situadas próximas a áreas rurais, polos agroindustriais ou aterros sanitários afastados da malha dutoviária. Além disso, o conceito de centralização do escoamento via transporte colide com a natureza descentralizada da produção do biometano, que se assemelha muito mais a um modelo de geração distribuída, exigindo soluções técnicas e regulatórias específicas que ainda não foram devidamente abordadas no plano.</p> <p>Do ponto de vista econômico, a proposta de escoar o biometano por meio do sistema de transporte pode acarretar um empilhamento de custos que compromete a competitividade do gás renovável frente ao gás natural fóssil. A logística do biometano via GNC, por exemplo, impõe custos significativos com a compressão do gás (incluindo perdas energéticas), o transporte até o ponto de entrada na rede de transporte, o pagamento de tarifas de transporte (com eventuais penalidades contratuais como ship-or-pay), e, posteriormente, a tarifa de distribuição até o consumidor final. Enquanto isso, um produtor de biometano conectado diretamente à rede de distribuição paga apenas a tarifa de distribuição, mantendo maior competitividade no mercado local. Ignorar essa diferença compromete a viabilidade do modelo proposto e pode levar a uma alocação ineficiente dos recursos e incentivos.</p>

	<p>Por fim, o plano menciona a viabilidade futura do metano sintético (e-metano) como alternativa complementar ao biometano, porém esse horizonte está muito além da realidade atual do setor brasileiro. Não há no Brasil, até o momento, projetos economicamente viáveis de produção de hidrogênio verde em escala comercial, tampouco infraestrutura ou viabilidade técnica para captura e uso de carbono em larga escala. Dada a incipiência do mercado de biometano convencional, que ainda enfrenta obstáculos de escala, regulação e competitividade, é irrealista incluir o e-metano como elemento estratégico do plano decenal. Essa previsão, descolada das condições objetivas do setor, enfraquece a credibilidade do documento e desvia o foco de ações concretas e viáveis que poderiam, de fato, alavancar o mercado de biometano no curto e médio prazo.</p>
--	--

4. Contexto

Tabela 10 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4

ID	Contribuição
8 ARM	<p>O Decreto nº 10.712/2021 (art. 26, §8º) exige atualização monetária pelo IPCA e alinhamento com o planejamento energético nacional.</p> <p>Contudo base de dados utilizada está desatualizada (novembro/2023) e não compatibiliza as projeções com o PNIIGB da EPE. Essa defasagem compromete a utilidade prática do Plano, transmite mensagem equivocada ao mercado e viola princípios de segurança jurídica, eficiência administrativa e regulação responsável.</p> <p>Diante dessas fragilidades, impõe-se a reelaboração do documento, com data-base atualizada, critérios mínimos de maturidade e maior transparência na seleção de projetos, de modo a assegurar que o Plano efetivamente cumpra seu papel como instrumento legítimo e eficiente de planejamento setorial.</p>
13 CIDADÃO 1	Contribuições nos subtópicos relacionados a esse tema.
21 IEE-USP	<p>Aqui estão cinco reflexões-chave que justificam a importância de se apresentar contribuições que aprofundem os contextos estabelecidos pelo Plano da ATGás:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O Plano precisa dialogar de forma mais explícita com os desafios da transição energética, incorporando gases renováveis e alternativas de baixo carbono. • É essencial evitar visões lineares e deterministas da expansão da malha, reconhecendo incertezas de demanda, riscos de lock-in e a necessidade de modularidade. • A integração regional (GASBOL, Vaca Muerta, Mercosul) deve ser tratada como oportunidade estratégica, não apenas como risco de dependência externa. • O uso eficiente da infraestrutura existente para assegurar competitividade, modicidade tarifária e menor exposição a sobrecustos de grandes projetos.

	<ul style="list-style-type: none">• A credibilidade do Plano depende de transparência metodológica e métricas auditáveis, que permitam avaliar cenários e orientar decisões de investimento de forma racional e legítima.
--	---

4.1. Mercado Brasileiro de Gás Nacional

Tabela 11 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.1

<p>Até o início do processo de abertura de mercado um único agente exercia o controle verticalizado da cadeia de gás natural, atuando em todas as esferas como produtor, comprador do gás e gestor da rede de gasodutos, tanto de escoamento como de transporte.</p> <p>A abertura de mercado, consolidada através da Lei 14.134/21, possibilitou a entrada de novos agentes, que passaram a realizar diretamente a comercialização a mercados locais por meio do acesso à infraestrutura, permitindo-se vislumbrar novos ciclos de investimento para a expansão do Sistema de Transporte de Gás Natural.</p> <p>(...)</p>	
ID	Contribuição
8 ARM	<p>É fundamental que o item 4.1 conte cole, além das fontes nacionais de produção, a infraestrutura de regaseificação de GNL já existente e prevista, apresentando suas capacidades, conexões à malha e grau de utilização. Tal medida permitirá avaliar de forma integrada a segurança de suprimento, a competitividade do mercado e a flexibilidade operacional do sistema de transporte.</p> <p>Dessa forma, é evidente que o presente plano precisa ser revisado.</p>
10 NEWEN	<p>O mercado de gás natural brasileiro, por mais que tenha tido sua abertura com a Lei nº 14.134/2021, ainda está longe de ser um mercado competitivo. A competição hoje é presente apenas em alguns polos, como o Nordeste e algumas áreas do Sudeste. O restante do país ainda possui estruturas concentradas que limitam a capacidade do consumidor de conseguir preços mais competitivos.</p> <p>Os custos logísticos da utilização da molécula são um grande limitador da competição. A modicidade tarifária deve ser um dos princípios bases da elaboração do Plano, dos projetos nele propostos a serem executados pelas transportadoras. O investimento de altas somas de CAPEX devem ser feitos apenas quando não há rotas pré-existentes que podem ser utilizadas.</p>

	<p>Nessa linha, como mencionado ao longo desta contribuição, é fundamental que seja feito o aproveitamento máximo da infraestrutura existente (GASBOL e Terminais de GNL), a realização de investimentos com soluções modulares e reversíveis, além da busca pela integração regional, sobretudo com a utilização do gás de Vaca Muerta via Bolívia.</p> <p>Por fim, toda e qualquer medida sobre o desenvolvimento do sistema de gás natural brasileiro deve ser feito por meio de atuação conjunta com a ANP, EPE e os estados. A harmonização regulatória e o respeito das competências previstas na Constituição Federal são essenciais para fomentar os investimentos em infraestrutura necessários.</p>
21 IEE-USP	<p>O diagnóstico do mercado nacional de gás natural precisa ir além da narrativa de abertura promovida pela Lei nº 14.134/2021 e da ênfase na produção offshore, incorporando uma análise crítica dos fatores estruturais que ainda limitam a consolidação de um mercado líquido, competitivo e resiliente. Apesar dos avanços recentes, permanecem barreiras relevantes de ordem regulatória, logística e econômica que devem ser explicitadas para evitar expectativas excessivamente otimistas.</p> <p>Em primeiro lugar, é necessário reconhecer que o processo de abertura ainda é incompleto e desigual. A concorrência efetiva ocorre de forma incipiente e concentrada em alguns polos (Nordeste, em função do acesso à TAG, e certas áreas do Sudeste), enquanto em grande parte do país persistem estruturas de mercado altamente concentradas, limitando a capacidade de o consumidor se beneficiar de preços mais competitivos. O Plano deve, portanto, incluir métricas de índices de concentração (HHI, CR4) e mecanismos de monitoramento que permitam acompanhar a evolução da concorrência regional.</p> <p>Em segundo lugar, os custos logísticos e de infraestrutura não podem ser tratados apenas como desafios “naturais” da geografia e da produção majoritariamente offshore. É indispensável discutir alternativas que reduzam a dependência de grandes dutos troncais de alto CAPEX, incluindo: (i) aproveitamento da infraestrutura existente (GASBOL, UTGCA, terminais de GNL); (ii) soluções modulares e reversíveis (compressão incremental, backhaul, hubs regionais de GNL/biometano); e (iii) integração regional com países vizinhos, especialmente o aproveitamento do gás argentino de Vaca Muerta via Bolívia. Essas alternativas podem ampliar a liquidez e reduzir riscos de sobrecusto ou subutilização de ativos.</p> <p>Em terceiro lugar, o Plano deve reforçar a noção de que o mercado brasileiro de gás está diretamente vinculado à agenda de transição energética e descarbonização. O fortalecimento do gás natural como insumo de transição viabilizará a crescente e gradual inserção de biometano nas malhas de transporte e distribuição, preparando o país para a substituição gradual do fóssil. A ausência de estratégias claras nesse sentido pode gerar contradições regulatórias e perda de alinhamento com compromissos climáticos nacionais e internacionais.</p>

	<p>Outro ponto central é a modicidade tarifária. A expansão do mercado dependerá de preços finais competitivos, não apenas da maior oferta de moléculas. Isso exige que o Plano trate explicitamente de modelagens comparativas de custo total entregue (LCoT), demonstrando se novos projetos greenfield são de fato a opção mais eficiente frente ao uso otimizado da infraestrutura existente. Sem essa análise, há risco de comprometer a competitividade industrial, um dos principais objetivos da Nova Lei do Gás.</p> <p>Por fim, a contextualização do mercado brasileiro deve ser acompanhada de uma governança robusta, que envolva ANP, EPE, transportadores e estados. A experiência internacional demonstra que a simples abertura legal não garante liquidez ou competição; é preciso criar mecanismos de coordenação, interoperabilidade e transparência.</p> <p>O mercado brasileiro de gás natural vive um momento de oportunidades, mas também de riscos e escolhas estratégicas. O futuro do setor dependerá da capacidade de combinar:</p> <ul style="list-style-type: none">I. aproveitamento eficiente da infraestrutura existente;II. expansão seletiva e modular das malhas;III. integração regional; eIV. governança regulatória transparente e auditável. Apenas com esses elementos será possível consolidar um mercado nacional competitivo, seguro e alinhado à transição energética.
--	--

4.2 Premissas do Plano Coordenado

Tabela 12 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.2

ID	Contribuição
2 EDGE	<p>As premissas e os dados utilizados pelo Plano consideram as datas-bases de 2023 e 2024. Ou seja, o Plano previsto para servir como baliza para futuros investimentos no setor de transporte de gás natural utiliza informações de 2 anos atrás. O quanto o setor de gás natural brasileiro teve de avanço nesse momento? Como um simples exemplo para ilustrar a diferença do cenário, hoje existe um mercado livre de gás natural, algo que em 2023 era apenas uma expectativa de longa data do mercado.</p> <p>Logo, o Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural deve ser revisto e ter seus dados e premissas atualizados. Caso o Plano seja publicado conforme versão em análise, nascerá natimorto por sua desatualização.</p>
8 ARM	<p>Os Reguladores internacionais (NEB [11] /Canadá, CEER [7] /UE) exigem cenários alternativos (pessimista, base e otimista) para mitigar riscos de superdimensionamento ou subutilização.</p> <p>O plano, contudo, adota premissas limitadas, baseadas apenas nas transportadoras, sem considerar projeções independentes. Essa abordagem reduz a robustez das análises, compromete a neutralidade regulatória e aumenta a incerteza sobre a adequação da expansão da malha às reais necessidades do setor.</p>
9 CBIE	<p>Observa-se que o Plano Coordenado suscita pontos que precisam ser avaliados de forma mais aprofundada, sobretudo no que diz respeito à sua compatibilidade com os instrumentos oficiais de planejamento energético e à forma como incorpora as perspectivas de expansão da oferta e da demanda de gás natural. A ausência de alinhamento com estudos da EPE, a exclusão de determinadas regiões estratégicas e a análise limitada sobre recursos não convencionais e biometano evidenciam a necessidade de uma avaliação criteriosa. Nesse sentido, torna-se essencial examinar em detalhe as premissas adotadas pelo documento, de modo a compreender em que medida refletem a realidade do setor e como dialogam com os investimentos e projeções já existentes.</p>
10 NEWEN	<p>O Plano Coordenado foi elaborado com base em dados defasados de 2023, ignorando avanços e projeções recentes. O documento, além de inconsistente e pouco confiável, transmite ao mercado a falsa impressão de que apenas projetos até novembro/2023 serão considerados, contrariando princípios de eficiência, segurança jurídica e regulação responsável.</p>

	<p>A análise de demanda restringiu-se às projeções das transportadoras (NTS, TAG e TBG), sem incorporar fontes alternativas como EPE, MME, carregadores, terminais de GNL e distribuidoras, o que caracteriza omissão relevante. Também não há critérios objetivos ou informações técnicas suficientes (demanda, CAPEX, cronogramas, impactos tarifários), comprometendo a legitimidade do processo.</p> <p>Diante dessas fragilidades, recomenda-se a reelaboração do Plano com data-base em julho/2025, utilizando informações atualizadas, critérios transparentes e requisitos mínimos de maturidade para inclusão de projetos, garantindo maior legitimidade, isonomia e segurança regulatória.</p> <p>Por fim, ressalta-se que uma das principais críticas ao Plano, como será indicado abaixo, são as premissas utilizadas em sua confecção. Para facilitar o entendimento dos leitores, é importante que seja acrescentada uma tabela resumida das principais premissas (oferta por fonte, taxa de crescimento por segmento, horizonte, preço referência, câmbio) e indicar incertezas críticas.</p> <p>Tal providência visa facilitar a checagem cruzada e comparabilidade entre cenários propostos.</p>
11 SALOMON	<p>O item 4.2.1 do Plano Coordenado indica que uma das principais premissa dos cenários projetados foram os “Acordos de Redução de Flexibilidade”, celebrados entre as transportadoras e a Petrobras. No entanto, o Plano utiliza como data-base 11/2023 e estimativas de demanda de 04/2023, resultando em informações defasadas, inconsistentes e incapazes de refletir a realidade atual do setor.</p> <p>Essa defasagem, aliada ao Disclaimer que reduz o documento a caráter meramente indicativo, compromete sua utilidade prática como referência para políticas públicas, estrutura tarifária e decisões de investimento. Ao publicar dados ultrapassados, transmite-se equivocadamente a ideia de que apenas os projetos listados em 2023 seriam considerados pela ANP, o que fere os princípios de regulação responsável, eficiência administrativa e segurança jurídica.</p> <p>Ademais, a análise de demanda do Plano é restrita às projeções da NTS, TAG e TBG. Se aprovado nesses termos, o que se admite apenas a título argumentativo, significará a terceirização, pela ANP, da obrigação prevista no art. 5ºC do Decreto nº 10.712/2021, que lhe atribui o dever de monitorar a continuidade e a segurança do abastecimento de GN, adotar medidas para garantir a oferta e articular os agentes da cadeia no planejamento setorial.</p> <p>Ao restringir-se às projeções unilaterais das transportadoras — agentes regulados cujas estimativas estão condicionadas à sua malha e aos interesses comerciais de seus respectivos contratos de capacidade — o documento incorre em omissão relevante. A ANP não se valeu de fontes alternativas de projeção de demanda, como as previsões da EPE, dados do MME, contribuições de carregadores ou informações prestadas por terminais de GNL, distribuidoras e comercializadores independentes, tampouco considerou as projeções associadas a projetos novos, autorizados ou em fase avançada de desenvolvimento, o que compromete a análise.</p>

	<p>Esse procedimento contraria o dever legal da ANP de atuar com base em informações abrangentes e atualizadas, com vistas a garantir a adequação da infraestrutura de transporte ao crescimento da produção e ao atendimento da demanda. Ademais fere os princípios da transparência, pluralidade de fontes e neutralidade regulatória, fundamentais o planejamento legítimo e isonômico.</p> <p>A falta de critérios claros para seleção de projetos e a limitação das informações técnicas disponíveis (demanda, CAPEX, cronogramas e impactos tarifários) tornam necessária a reavaliação dos projetos em nova consulta pública, quando houver maior maturidade técnica e dados mais consistentes. Somente assim será possível avaliar com fundamento a viabilidade econômica, os impactos concorrentiais e a compatibilidade com instrumentos de planejamento, como o PNIIGB. A ausência desses elementos compromete a legitimidade do processo e viola os princípios da publicidade, eficiência e segurança jurídica previstos no art. 30 da LINDB e no art. 37 da CF.</p> <p>Exemplo disso é o tratamento idêntico dado a projetos em estágios distintos: enquanto alguns já têm Autorização de Construção da ANP (ex.: ECOMP Japeri), outros nem iniciaram o licenciamento ambiental. Essa equiparação distorce a realidade e compromete a utilidade do Plano como instrumento de planejamento.</p> <p>Recomenda-se ainda que a ANP utilize como referência a Norma AACE. Para projetos de gasodutos, não é adequado admitir parâmetros da Classe 5 (variação de -50% a +100%), aplicáveis apenas a empreendimentos altamente incertos. Considerando tratar-se de infraestrutura com tecnologia consolidada, esses projetos deveriam ser enquadrados, no máximo, na Classe 3 da AACE (variação de -20% a +30%).</p> <p>É necessário garantir isonomia na classificação de projetos com o mesmo nível de maturidade e validar os orçamentos, ainda que estimativos, em etapa posterior pela ANP. Diante dessas fragilidades, impõe-se a reelaboração do Plano, adotando como 07/25, com critérios objetivos, informações atualizadas e exigência de maturidade mínima para inclusão de projetos.</p>
12 ZENERGAS	<p>O Plano Coordenado de Desenvolvimento do Sistema de Transporte responsável por guiar as escolhas regulatórias para o mercado de gás e conduzir as decisões de investimento dos carregadores, adote como data-base o mês de novembro de 2023 — isto é, um horizonte temporal defasado em mais de um ano e meio — sem qualquer consideração sobre os avanços, atualizações ou novas projeções ocorridas nesse intervalo. A base de dados especificamente para a estimativa de demanda são ainda mais ultrapassados e utilizam os dados agregados pelo Mapeamento da Demanda realizado em abril de 2023.</p>

	<p>Com efeito, criou-se um documento com informações desatualizadas, não confiáveis e inconsistentes com a realidade do setor que, ao invés de servir como insumo ao regulador e aos agentes privados, em busca de atratividade e concorrência no mercado de GN brasileiro, funciona como um dificultador dos processos decisórios internos dos agentes envolvidos. Em outras palavras, tal descompasso temporal, somado ao Disclaimer que atribui ao documento a natureza meramente indicativa, comprometem gravemente sua utilidade prática como base de referência para a construção de políticas públicas, da estrutura tarifária do novo mercado de gás e projeção de investimentos privados.</p> <p>Ao desconsiderar aspectos essenciais para a representação fiel da infraestrutura de transporte — como a evolução de projetos em fase avançada de estruturação ou negociação — a ANP enfraquece sua própria capacidade institucional de coordenar a expansão eficiente da malha, orientar investimentos e garantir que as tarifas refletem, de fato, os custos e oportunidades reais do sistema.</p> <p>Além disso, a abordagem limitada e insuficiente para a análise de demandas considera exclusivamente as projeções apresentadas pelas transportadoras NTS, TAG e TBG. Caso aprovado o Plano Coordenado com base somente nesses critérios, é como se a ANP terceirizasse a obrigação consagrada no art. 5º-C do Decreto nº 10.712/2021 que atribui à agência a competência para monitorar permanentemente a continuidade e a segurança do abastecimento de GN, adotar medidas para garantir a oferta e atender à demanda nacional e promover a articulação entre os diversos agentes da cadeia, com vistas ao planejamento setorial.</p> <p>Ao restringir-se às projeções unilaterais das transportadoras — agentes regulados cujas estimativas estão, por definição, condicionadas à sua malha e aos interesses comerciais de seus respectivos contratos de capacidade —, o documento incorre em omissão relevante. A ANP não se valeu de fontes alternativas de projeção de demanda, como as previsões da EPE, dados do MME, contribuições de carregadores ou informações prestadas por terminais de GNL, distribuidoras e comercializadores independentes. Tampouco considerou as projeções associadas a projetos novos, autorizados ou em fase avançada de desenvolvimento, o que compromete a completude da análise.</p>
21 IEE-USP	<p>O Plano Coordenado é responsável por orientar escolhas regulatórias e decisões de investimento no mercado de gás, contudo adota como referência dados de novembro de 2023 e, para estimativas de demanda, informações ainda mais antigas de abril de 2023.</p> <p>O resultado é um documento defasado, desconectado da realidade do setor e incapaz de oferecer suporte adequado ao regulador e aos agentes privados. Esse descompasso temporal, aliado ao caráter meramente indicativo atribuído pelo Disclaimer, compromete sua utilidade como base para políticas públicas, definição tarifária e projeções de investimentos.</p> <p>Dessa forma, além da atualização dos dados, o Plano deve ser revisto para contemplar os seguintes pontos:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> • Premissa de demanda: não podem assumir crescimento linear e contínuo da demanda, devendo contemplar cenários alternativos de baixa demanda e aceleração da transição energética. • Uso da infraestrutura existente: é essencial avaliar economicamente o uso do GASBOL, terminais de GNL e malhas já instaladas antes de aprovar novos projetos greenfield. • Integração regional: as premissas devem incorporar a integração regional (Argentina/Bolívia/Mercosul) como vetor estratégico de segurança e competitividade, e não apenas como risco geopolítico. • Transparência metodológica: a consistência das premissas depende de transparência metodológica e métricas auditáveis (KPIs de utilização, índices de concentração de mercado, análises probabilísticas de risco), para dar credibilidade às escolhas de investimento. Além disso, projetos com diferentes estágios são tratados de forma idêntica, o que precisa ser revisto.
25 ABRACE	Ressente-se de maiores informações em relação ao tratamento metodológico para os dados utilizados na elaboração dos cenários. Neste sentido, não ficou clara qual metodologia foi considerada pelas transportadoras e se todas utilizaram a mesma metodologia e premissas para a coleta de informações, com vistas a estimar a demanda por capacidade.

4.2.1. Análise das Ofertas e Demandas

Tabela 13 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.2.1

As premissas consideradas no Plano Coordenado foram atualizadas, considerando-se a data base do cenário ora proposto como novembro de 2023. <p>Uma das principais premissas para as projeções de cenário foram os “Acordos de Redução de Flexibilidade” (ARF) celebrados individualmente entre as Transportadoras NTS e TAG junto à Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), elaborados com objetivo de liberar as capacidades de transporte firme, integralmente contratadas no regime postal pelos contratos legados de longo prazo, por meio da alocação de capacidade do carregador incumbente nos pontos de entrada e zonas de saída. Os ARF possibilitaram a contratação no regime de entradas e saídas por novos carregadores.</p> <p>(...)</p>	
ID	Contribuição
1 DIAMANTE GERAÇÃO	<p>Fortalecimento da Base Metodológica e Integração Regional</p> <p>O Plano apresenta metodologia robusta baseada na plataforma IGNIS e nos Acordos de Redução de Flexibilidade (ARF). Contudo, sugere-se complementar a análise com:</p> <ol style="list-style-type: none"> Inclusão de Cenários de Integração Internacional: Ampliar as projeções de oferta considerando o potencial de importação de gás argentino via Vaca Muerta, especialmente através do gasoduto Uruguaiana-Triunfo, conforme já identificado no PIG 2024 da EPE. Harmonização com o PNIIGB: Assegurar que as premissas de oferta e demanda sejam compatíveis com as diretrizes do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano da EPE, garantindo coordenação entre planejamentos setoriais. Biometano Regional: Incorporar de forma mais detalhada o potencial de produção de biometano na Região Sul, considerando os resíduos agroindustriais abundantes, especialmente no RS e SC, como fonte complementar de suprimento. Atualização Temporal: Considerando que a base de dados é de novembro/2023, recomenda-se atualização periódica das premissas, especialmente face às mudanças geopolíticas e ao declínio acelerado da oferta boliviana.

2 EDGE	<p>A principal fragilidade metodológica do Plano reside na utilização de um cenário único de oferta e demanda. Essa abordagem simplista torna a análise superficial e inadequada para um planejamento de longo prazo, pois não prepara o sistema para as incertezas e instabilidades futuras. Um plano desta importância não pode prescindir de uma análise de sensibilidade que explore diferentes futuros possíveis.</p> <p>Portanto, é fundamental que o Plano seja revisado para incorporar, no mínimo, três cenários distintos de oferta e demanda (por exemplo, um cenário de referência, um de alta oferta/baixa demanda e um de baixa oferta/alta demanda). Para garantir a robustez desses cenários, os dados da plataforma IGNIS, que serviram de base ao documento, devem ser validados e confrontados com outras fontes de mercado.</p> <p>Ademais, é imprescindível que os dados e premissas utilizados estejam alinhados com os documentos de planejamento da EPE. Essa harmonização criará uma base de comparação consistente e confiável, facilitando a análise e a tomada de decisão por parte de todos os agentes de mercado.</p>
8 ARM	<p>O Plano Coordenado adota apenas um cenário de oferta e demanda de gás natural, o que torna sua análise superficial e sem alternativas para instabilidades futuras. É necessário que conte com outros cenários e que corrija premissas inconsistentes, tais como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Exclusão do TRSP, ativo estratégico. • Desconsideração da importação de gás argentino. • Projeção otimista da demanda industrial (2% a.a.) em contraste com queda histórica (-0,9% a.a.). • Demanda termoelétrica vinculada ao LRCAP 2026. • Inclusão de FAFENs desativadas.
9 CBIE	<p>Em relação a projeção da Oferta de gás natural, o documento leva em consideração estimativas de acesso levantadas pelas transportadoras e projeção de produção por campo. Consideramos que é importante mencionar a necessidade de mapear produção potencial a partir de fontes não convencionais e do uso de biometano.</p>
10 NEWEN	<p>O plano apresenta diversas inconsistências técnicas que deveriam ser avaliadas para que o Plano seja reproposto. Separamos essa contribuição em 5 tópicos: (a) protocolo de fontes e cenários de referência, (b) distinção entre os tipos de ofertas e demandas, (c) transparência da metodologia utilizada, (d) utilização probabilística dos cenários termoelétricos, e (e) condições para CAPEX expressivos.</p> <p>a) Protocolo de Fontes e Cenários de Referência: para que o Plano possa ser avaliado na íntegra, de forma técnica, pelos agentes do mercado e entidades interessadas no desenvolvimento do setor de gás natural brasileiro, ele deve indicar uma família de cenários, entre conservador/moderado/otimista.</p>

	<p>O Plano, entretanto, é elaborado com apenas um “cenário-referência”, feito com base em apenas uma fonte. Deveria ter sido feito um protocolo formal de fontes e de construção cenários, com a menção da originação das fontes utilizadas (IGNIS, consultorias etc.) e elas deverão ser documentadas com metadados (hipóteses por campo/plataforma, datas de corte e parâmetros de declínio) e reconciliadas com a curva de referência oficial para fins de sensibilidade.</p> <p>b) Distinção entre Tipos de Ofertas e Demandas: o Plano deve demonstrar, de forma clara e precisa, a curva de oferta utilizada que leva em consideração volumes firmes (contratados/LRCAP ou equivalentes) e volumes flexíveis/SPOT (GNL, volumes termoelétricos sazonais, contratos interruptíveis etc.). Projetos de transporte que sejam elaborados com base nos volumes estimados devem especificar qual a parcela da demanda projetada que é “firme” e quais são decorrentes volumes flexíveis/SPOT, junto com os respectivos cenários de stress (ex. cenários hidrológicos adversos). Essas alterações possuem implicações diretas na justificativa de CAPEX de cada projeto.</p> <p>c) Transparência da Metodologia Utilizada: como mencionado no item acima, a metodologia de construção das curvas utilizadas (agregação por ponto de oferta, tratamento de janelas de startup, taxas de declínio, pressupostos de injeção/reinjeção/uso próprio, e premissas de conversão de gás rico para seco) deve estar documentada em um anexo técnico, junto com os conjuntos de inputs em formato replicável. Adicionalmente, em cada projeção deve ser indicado os níveis de incerteza (baixo/moderado/alto) e cenários de choque (preços, hidrologia, atraso de projetos etc.).</p> <p>d) Utilização Probabilística dos Cenários Termoelétricos: Um dos principais pontos de imprecisão apresentados no Plano proposto é que ele considera um cenário termoelétrico extremo, o qual reflete em necessidades de CAPEX e projetos maiores para suportar a demanda da malha.</p> <p>Ocorre que cenários extremos como os apresentados são a exceção, e não a regra. Há no Brasil, como demonstrado pelo PDE 2034 elaborado pela EPE, uma expectativa de que as renováveis consigam penetrar no sistema elétrico nacional de forma estável.</p> <p>Nesse sentido, é necessário que a demanda termoelétrica seja apresentada de forma probabilística, com série de cenários hidrológicos combinada com trajetórias de penetração renovável, produzindo distribuição de despacho térmico (percentis 10/50/90). O uso do máximo histórico fica restrito ao stress test; o dimensionamento de malhas levará em conta percentis de probabilidade e o custo do excesso de capacidade (opção real).</p> <p>Caso não seja feito dessa forma, existirá um plano que prevê um cenário de demanda excessivo de termoelétricas que não conversará com os demais estudos já preparados pela EPE.</p>
--	--

	e) Condições para CAPEX expressivos: propostas de grandes montas de CAPEX, como gasodutos de grande porte, duplicações significativas, devem ter a apresentação de evidências de demanda firme para a realização do investimento (LRCAP efetivamente assinados, cartas âncora, resultados de leilões ou cobertura mínima em chamadas públicas). Na ausência dessas evidências, a priorização deverá recair sobre medidas incrementais e reversíveis.
11 SALOMON	<p>Um ponto central tratado ao longo desta contribuição é o cenário utilizado de oferta e demanda de gás natural no Brasil. O Plano Coordenado, por toda importância que seus dados devem entregar ao mercado brasileiro, deveria utilizar e analisar diversos cenários de oferta e demanda.</p> <p>Ao utilizar apenas um cenário, sua análise se torna rasa, sem planos de manobra para eventuais instabilidades futuras. Logo, requer-se que seja feita uma revisão no Plano para que considere, ao menos, 3 cenários de oferta e demanda de gás natural no Brasil.</p> <p>Adicionalmente, seria ideal que os dados apresentados pela plataforma IGNIS, utilizada como base para elaboração do Plano proposto, fosse confrontado com demais dados disponíveis no mercado.</p>
12 ZENERGAS	<p>O Plano Coordenado, por toda importância que seus dados devem entregar ao mercado brasileiro, deveria utilizar e analisar diversos cenários de oferta e demanda.</p> <p>No entanto considera apenas um cenário, resultando em ausência de planos para eventuais instabilidades futuras. Logo, requer-se que seja feita uma revisão no Plano para que considere, ao menos, 3 cenários de oferta e demanda de gás natural no Brasil.</p> <p>Adicionalmente, seria ideal que os dados apresentados pela plataforma IGNIS, utilizada como base para elaboração do Plano proposto, fosse confrontado com demais dados disponíveis no mercado.</p>
13 CIDADÃO 1	<p>O item 4.2.1 aponta como premissa os Acordos de Redução de Flexibilidade celebrados entre transportadoras e Petrobras, fundamentais na transição ao modelo de entrada e saída. A ANP reconhece, em AIR de Tarifas de Transporte (SIM=ANP 2025), que a definição do modelo tarifário depende de entendimento adequado do sistema e da regulação.</p> <p>Causa estranheza adotar como base novembro de 2023, com defasagem superior a dezoito meses, sem atualização de avanços e novas projeções. As bases de demanda remontam a abril de 2023. O documento torna-se desatualizado e pouco confiável, dificultando decisões públicas e privadas, sobretudo quando combinado ao Disclaimer de não vinculação.</p> <p>A publicação nessa moldura sugere equivocadamente que apenas os projetos fotografados em novembro de 2023 influirão na formulação tarifária. Tal perspectiva contraria regulação responsável, eficiência administrativa e segurança jurídica, além de reduzir a natureza dinâmica esperada de um instrumento de planejamento.</p>

	<p>Ao desconsiderar a evolução de projetos avançados e negociações em curso, a ANP enfraquece a coordenação da expansão eficiente da malha e a adequada formação tarifária. A análise de demanda limita-se às projeções das transportadoras NTS, TAG e TBG. Essa abordagem, na prática, terceiriza o dever do art. 5º-C do Decreto nº 10.712/2021, que confere à ANP a responsabilidade de monitorar segurança de abastecimento, adotar medidas para garantir oferta e articular agentes da cadeia.</p> <p>Faltam fontes alternativas como projeções da EPE, dados do MME, informações de terminais de GNL, distribuidoras, comercializadores e empreendimentos novos autorizados ou maduros. A omissão viola transparência, pluralidade de fontes e neutralidade regulatória.</p> <p>Diante da ausência de critérios objetivos e da limitação de dados técnicos sobre demanda, CAPEX, cronogramas e tarifas, deve-se assegurar nova rodada de avaliação pública quando houver maior maturidade informacional, com exame de viabilidade econômica, impactos concorrenenciais e coerência com o PNIIGB. A insuficiência atual compromete publicidade, eficiência e segurança jurídica, em consonância com o art. 30 da LINDB e o art. 37 da Constituição.</p> <p>Projetos com maturidades distintas são tratados de forma uniforme.</p> <p>Diante das fragilidades, requer-se a reelaboração do Plano com data-base em julho de 2025, atualização de informações e critérios objetivos, além de níveis mínimos de maturidade para inclusão.</p> <p>O Plano deveria trabalhar cenários múltiplos de oferta e demanda, dado seu papel estruturante. A análise com apenas um cenário é insuficiente e não fornece alternativas para instabilidades. Requer-se a inclusão de, no mínimo, três cenários.</p>
19 SCGÁS	O plano coordenado está defasado, considerando a data base do cenário de novembro de 2023. Nesse sentido, caberia atualização dos cenários de oferta, demanda, assim como dos valores e percentual de incerteza dos projetos. Cabe destacar que, recentemente, a EPE realizou chamada pública para o mapeamento de demanda para o processo do Plano Nacional Integrado de Infraestrutura de Gás Natural e Biometano, além de acesso direto às informações de demanda coletadas anualmente por meio do Infogas. A análise de demanda deve ser separada em mercado convencional e mercado termelétrico.
21 IEE-USP	A análise de ofertas e demandas apresentada no Plano representa avanço importante, mas precisa ser fortalecida para garantir maior transparência metodológica, robustez de cenários e alinhamento com os objetivos estratégicos do setor. A utilização dos mapeamentos de oferta e demanda com apenas um único cenário é insuficiente para capturar a dinâmica real dos mercados em processos de abertura.

	<p>O documento deveria considerar múltiplos cenários, garantindo maior profundidade analítica e alternativas diante de possíveis instabilidades.</p> <p>Recomenda-se que o Plano explice, de forma auditável, as hipóteses adotadas para as curvas de oferta e demanda, indicando premissas de preço, disponibilidade de infraestrutura e riscos de atraso nos projetos propostos. A forte concentração da oferta projetada em poucos megaprojetos relacionados à produção offshore (SEAP, Rota 3, Rota 5) eleva o risco de lock-in e exige a inclusão de cenários alternativos, que considerem:</p> <ul style="list-style-type: none"> I. produção incremental em bacias maduras e onshore; II. papel estrutural de terminais de GNL (TRSP, TGS, Açu, Sergipe, Bahia); III. revamp de instalações estratégicas (UTGCA), IV. importação via integração regional (GASBOL, Vaca Muerta), e V. inserção progressiva de biometano. <p>No lado da demanda, é essencial substituir a abordagem predominantemente histórica e, no caso das UTEs e FAFENS, focadas nas máximas históricas. A concepção de malhas de transporte para atendimento de máximas históricas dessas demandas conduzirá a CAPEX excessivos e com elevado potencial de ociosidade, refletindo em tarifas de transporte pouco competitivas. A modelagem de demanda gasífera brasileira é obrigatoriamente probabilística, e precisa refletir cenários de variabilidade hidrológica, a expansão de outras fontes de geração elétrica renováveis, a volatilidade macroeconômica e a aceleração da eficiência energética. Isso permitiria calibrar os investimentos em transporte de gás de forma modular e condicionar novos projetos a gatilhos de demanda firme comprovados em chamadas públicas, evitando o uso de CAPEX elevados quando há existência de possibilidades menos custosas ao sistema. Demandas flexíveis requerem ofertas flexíveis. Adicionalmente, sugere-se que o Plano adote indicadores de acompanhamento, tais como taxa de utilização média da capacidade, índice de concentração de mercado (HHI), custo total entregue (LCoT) por rota e métricas ambientais, que adquirirão peso crescente no planejamento. Esses indicadores reforçariam a credibilidade do processo e possibilitariam revisões periódicas em caso de desvios relevantes.</p> <p>Por fim, a análise integrada entre NTS, TAG e TBG deve ser complementada por uma visão de planejamento coordenada por agentes públicos relevantes, ANP e EPE. Não se trata apenas de projetar volumes, mas também de se comparar custos, riscos e benefícios diversos e estratégicos entre alternativas. Esse aprimoramento dará ao Plano maior legitimidade junto a agentes de mercado, investidores e sociedade, consolidando-o como instrumento efetivo de expansão do setor de gás natural no Brasil.</p>
--	---

22 ABEGÁS	<p>O plano coordenado apresentado foi elaborado em agosto de 2023, gerando uma defasagem que não captura a evolução recente do mercado. Projetos apresentados como de ""alto grau de incerteza"" no Plano já se encontram em adiantado processo de análise e aprovação pela ANP, por exemplo as ECOMP Gaspar (agora denominada Guaramirim) e ECOMP Japeri. Assim, questiona-se a utilidade da proposta como instrumento de planejamento. Nesse sentido, caberia atualização dos cenários de oferta, demanda, assim como dos valores e percentual de incerteza dos projetos.</p> <p>As projeções de demanda que embasam a necessidade dos investimentos carecem de fundamentação sólida. Não são apresentados cenários alternativos e há uma clara desconsideração dos impactos da demanda termoelétrica que pode advir do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) a ser realizado, cujas diretrizes ainda estão em definição.</p> <p>Cabe destacar que, recentemente, a EPE realizou chamada pública para o mapeamento de demanda para o processo do Plano Nacional Integrado de Infraestrutura de Gás Natural e Biometano (PNIIGB), além de acesso direto às informações de demanda coletadas anualmente por meio do Infogás.</p> <p>A análise de demanda deve ser separada em mercado convencional e mercado termelétrico.</p> <p>Adicionalmente, tecemos questionamentos acerca da condução concomitante de processos regulatórios interdependentes, notadamente as Consultas Públicas ANP nº 3, 5 e 8/2025, além do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano – PNIIGB – em execução pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE. A sobreposição destas iniciativas - sem um alinhamento prévio e estruturado com o PNIIGB da EPE – acaba por gerar ruído, duplicidade de esforços e risco de direcionamentos contraditórios.</p>
25 ABRACE	<p>Inicialmente, destacamos que a data-base considerada para a elaboração do cenário proposto pela ATGás é referente a novembro de 2023, portanto está bastante desatualizada. Ademais, não ficou claro o tratamento dos dados relativos aos contratos legados. A ATGás menciona que "uma das principais premissas para as projeções de cenário foram os 'Acordos de Redução de Flexibilidade' (ARF)", no entanto, muitos desses contratos têm vencimento no horizonte decenal do planejamento ora em análise, assim, indaga-se se o término das flexibilidades contratuais previstas nestes contratos poderá ser revertido em aumento de capacidade disponível no sistema atual. Se sim, em qual medida? Ainda, os contratos legados, por previsão legal, deverão ser adaptados ao regime de entrada e saída até o próximo ano. Não está claro se e como essa adaptação foi considerada nas simulações do Plano Coordenado.?</p> <p>Diante do exposto, pedimos esclarecimentos da ANP se está sendo analisado o impacto da redução da flexibilidade na simulação do Plano Coordenado, a medida em que os contratos legados forem vencendo e qual o impacto na capacidade disponível do sistema e se pode amenizar alguns gargalos identificados.</p>

	<p>Em relação à projeção de oferta e demanda, além da ausência de detalhamento da metodologia e premissas utilizadas, em pesquisa recente nos sites das transportadoras foi possível perceber a ausência de padronização no reporte dos dados ao longo dos anos e entre as transportadoras, o que dificultou a consolidação e análise no tempo preliminar concedido pela ANP para contribuições a esta consulta pública. O processo de compilação e análise dos dados envolveu cerca de 1500 (mil e quinhentas) tabelas distintas, com padrões de nomenclatura heterogêneos, a partir de 2017, além da ausência de clareza quanto à inclusão ou alteração de pontos de entrada ao longo do tempo. Sendo assim, a ABRACE Energia optou por restringir a análise ao período 2018-2025, quando houve maior consistência na disponibilização dos dados.</p> <p>A extensão do prazo, contudo, oportunizou a melhor compreensão dos dados históricos, a fim de melhor contribuirmos no processo. Todavia, vale mencionar que não foi possível validar as projeções das transportadoras com base nos dados coletados juntos a carregadores e players do mercado pela ausência de informações públicas a respeito. Ressalta-se que a publicidade da metodologia e das informações consideradas é parte fundamental na validação das projeções pelo mercado, principalmente, tendo em vista os Processos de Oferta da NTS em 2024 e da TBG em 2025, em que a demanda por capacidade foi bastante distinta do cenário estimado por essas transportadoras, o que acarretou significativo impacto tarifário com necessária atuação do regulador.</p> <p>Sendo assim, pedimos esclarecimentos da ANP sobre o processo que será utilizado para validar essas informações e sugerimos que, anteriormente a aprovação do Plano Coordenado, houvesse a participação do mercado ou, ao menos, a validação desses cenários pelo Conselho de Usuários do Sistema de Transporte.</p> <p>Segundo o Plano Coordenado, para projetar a oferta de gás natural, as transportadoras utilizaram dados da plataforma IGNIS. Mas, tendo em vista a dinâmica do próprio mercado de Óleo & Gás e a sensibilidade da geopolítica internacional nos custos e estratégia de oferta nacional, pedimos esclarecimentos acerca das premissas utilizadas para a elaboração do cenário base e porque não foram considerados cenários alternativos, tendo em vista fatores possíveis que podem frustrar tais expectativas.</p> <p>Sob essa ótica, nossa sugestão é que o Plano Coordenado conte com, além do cenário base, dois cenários de estresse – positivo e negativo – de forma a avaliar se tais investimentos propostos pelas transportadoras podem ser resilientes diante da variabilidade da demanda.</p> <p>Para a projeção de demanda, por sua vez, as transportadoras tomaram como referência os dados históricos, além de informações internas mapeadas junto aos carregadores. Como já ressaltado não há maiores detalhes sobre essas informações, se usaram a mesma metodologia e premissas e se analisaram o sistema de forma integrada. Tampouco foi explicitado de forma clara a projeção de demanda por ponto de saída em relação ao histórico. Ao que nos parece, cada</p>
--	--

	<p>transportadora elaborou sua própria projeção e não está claro se é qual processo metodológico foi utilizado para adaptá-las a uma única projeção sistêmica e coordenada.</p> <p>Ademais, não está clara como será a interação entre o plano coordenado e o plano integrado, em elaboração pela EPE, que fez um mapeamento da demanda para fins de planejamento das infraestruturas envolvidas na cadeia de valor do gás natural, incluindo o transporte. Indagamos se as informações levantadas pela EPE (ainda não divulgadas ao mercado) serão consideradas pela ANP na análise das propostas encaminhadas pelas transportadoras.</p> <p>Diante do exposto, pedimos esclarecimentos da ANP, acerca do cenário e projeções utilizadas para o sistema integrado, já que o plano, ora em análise, não fornece o detalhamento desejado, apenas menciona “para a realização da análise do Sistema de Transporte de Gás Natural integrado foram coletadas informações das fontes de referência no setor que pudesse referendar as expectativas de volumes ou estabelecer premissas para a sua projeção” e “foi avaliado um cenário da malha integrada entre as transportadoras NTS, TAG e TBG”.</p>
27 FIESP	<p>A ausência de dados concretos e metodologias transparentes sobre a análise de oferta e demanda no Plano Coordenado compromete seriamente a possibilidade de participação qualificada da sociedade e dos agentes do setor durante a consulta pública. O documento limita-se a mencionar a realização de pesquisas com carregadores e alguns players do mercado, sem apresentar os resultados, critérios, abrangência ou representatividade dessas consultas. Tal abordagem, fragmentada, sem fundamento técnico demonstrável e não replicável, não atende ao requisito de visão sistêmica necessário para um plano de expansão nacional. A falta de dados objetivos sobre volumes projetados, cenários de consumo, projeções de produção e fluxos esperados impede qualquer avaliação consistente da adequação dos investimentos propostos.</p> <p>Além disso, o plano desconsidera elementos essenciais como a vigência de contratos legados, que limitam a manifestação efetiva de interesse por parte de alguns carregadores, e a elasticidade-preço da demanda e, que é determinante para a evolução do mercado de gás natural. A não apresentação de estudos que tratem da relação entre preço do gás, tarifas de transporte e demanda inviabiliza a análise da atratividade econômica dos projetos propostos. Essas lacunas de informação configuram uma omissão relevante, que prejudica a transparência do processo e inviabiliza a formulação de contribuições técnicas e críticas por parte dos agentes de mercado e da sociedade civil, desvirtuando os objetivos da consulta pública e fragilizando a legitimidade do processo regulatório.</p>
28 IBP	<p>Conforme o Plano de Desenvolvimento do Sistema de Transporte de Gás Natural (PDSTGN), a demanda desses segmentos foi considerada estável e rotineira, com crescimento estimado de 2% ao ano. As previsões foram refinadas por cada transportadora com base em consultas de mercado e mapeamentos de demanda.</p> <p>Inicialmente, deve-se destacar que a análise da projeção de demanda deve ser avaliada por segmentos. Essa necessidade fica explícita quando avaliamos o histórico recente. Considerando as informações apresentadas no Boletim de</p>

	Acompanhamento da Indústria de Gás Natural - Dezembro de 2024, disponibilizado no site do Ministério de Minas e Energia (MME), vemos que a demanda média Brasil de gás natural no período de 2021 a 2024 vem apresentando comportamentos distintos para os segmentos de consumo Residencial, Industrial, Automotivo, Comercial, Refinarias, Fertilizantes e Gás Natural como matéria prima, tendo atingido o volume total de 46,04 MM m ³ /d em 2024 (média), conforme pode ser observado pela Tabela 01 abaixo.																																																								
	<p>Tabela 01</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Demand (MM m³/d)</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>Variação Anual (%)</th><th>Variação Acumulada (%)</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Industrial</td><td>28,07</td><td>28,73</td><td>27,69</td><td>27,86</td><td>-0,2%</td><td>-0,7%</td></tr> <tr> <td>Refinarias</td><td>10,45</td><td>9,78</td><td>10,36</td><td>11,14</td><td>2,2%</td><td>6,6%</td></tr> <tr> <td>FAFENs</td><td>1,67</td><td>2,36</td><td>1,32</td><td>0,11</td><td>-60,1%</td><td>-93,7%</td></tr> <tr> <td>Automotivo</td><td>5,94</td><td>6,19</td><td>5,33</td><td>4,57</td><td>-8,4%</td><td>-23,0%</td></tr> <tr> <td>Residencial</td><td>1,42</td><td>1,37</td><td>1,43</td><td>1,46</td><td>0,8%</td><td>2,3%</td></tr> <tr> <td>Comercial</td><td>0,78</td><td>0,85</td><td>0,87</td><td>0,90</td><td>4,7%</td><td>14,7%</td></tr> <tr> <td>Total</td><td>48,34</td><td>49,29</td><td>47,00</td><td>46,04</td><td>-1,6%</td><td>-4,8%</td></tr> </tbody> </table> <p>Fonte: elaboração própria a partir de dados do Boletim de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME – março de 2025, e da Petrobras.</p> <p>Em um recorte temporal dos últimos 10 anos, a queda verificada no consumo de gás natural para o somatório destes segmentos foi ainda maior, chegando a 8,3% na variação acumulada. Contudo, considerando que a demanda individual de cada segmento tem comportamentos distintos, a demanda para cada um deles será explorada nas próximas subseções. Em termos gerais, a projeção de demanda apresentada no Plano Coordenado traz pouca substância ao não detalhar as premissas utilizadas nem os resultados obtidos em Mapeamentos de Demanda realizados pelas próprias transportadoras. Ademais, destaca-se que a projeção é inferior às expectativas de crescimento apresentadas pelo PDE 2032 e PDE 2034, elaborado pela EPE.</p> <p>Residencial e Comercial</p> <p>O segmento residencial nesse período apresentou um crescimento tímido, acumulando pouco mais de 2% entre 2021 e 2024. Considerando os últimos 10 anos, alinhados ao período prospectado no Plano Coordenado, o crescimento é mais elevado. Entretanto, vale destacar que este é um segmento ainda de baixa expressividade, dado o perfil de consumo desse energético pelas residências no país.</p>	Demand (MM m ³ /d)	2021	2022	2023	2024	Variação Anual (%)	Variação Acumulada (%)	Industrial	28,07	28,73	27,69	27,86	-0,2%	-0,7%	Refinarias	10,45	9,78	10,36	11,14	2,2%	6,6%	FAFENs	1,67	2,36	1,32	0,11	-60,1%	-93,7%	Automotivo	5,94	6,19	5,33	4,57	-8,4%	-23,0%	Residencial	1,42	1,37	1,43	1,46	0,8%	2,3%	Comercial	0,78	0,85	0,87	0,90	4,7%	14,7%	Total	48,34	49,29	47,00	46,04	-1,6%	-4,8%
Demand (MM m ³ /d)	2021	2022	2023	2024	Variação Anual (%)	Variação Acumulada (%)																																																			
Industrial	28,07	28,73	27,69	27,86	-0,2%	-0,7%																																																			
Refinarias	10,45	9,78	10,36	11,14	2,2%	6,6%																																																			
FAFENs	1,67	2,36	1,32	0,11	-60,1%	-93,7%																																																			
Automotivo	5,94	6,19	5,33	4,57	-8,4%	-23,0%																																																			
Residencial	1,42	1,37	1,43	1,46	0,8%	2,3%																																																			
Comercial	0,78	0,85	0,87	0,90	4,7%	14,7%																																																			
Total	48,34	49,29	47,00	46,04	-1,6%	-4,8%																																																			

	<p>Já o segmento comercial, por mais que apresente taxas mais expressivas no período 2021- 2024, com crescimento anualizado de 4,7%, possui uma base que ainda é muito pequena. Isso resulta, para ambos os segmentos, em um impacto inexpressivo na totalidade do mercado, independentemente da taxa de crescimento. Para os últimos 10 anos a taxa de crescimento verificado para este segmento é ainda mais inexpressiva, ficando entre 1 e 1,5%.</p> <p>Automotivo</p> <p>Este segmento de consumo apresentou significativa variação negativa nos últimos anos, devido a mudanças na política tributária. Mesmo apresentando queda de 23% entre 2021 e 2024, existem expectativas de retomada desse mercado através da diversificação do consumo como combustível automotor em veículos pesados.</p> <p>Como vertente de descarbonização da mobilidade, esse potencial não parece refletido nas projeções apresentadas ao totalizar aumento de aproximadamente 1 milhão m³/dia até 2033 - aplicando a taxa de 2% ao ano a partir de 2024.</p> <p>Industria</p> <p>Entre 2021 e 2024, o segmento industrial - descontado do consumo em Refinarias e Fábricas de Fertilizantes (FAFENs) - apresentou consumo oscilante entre em torno de 28 MM m³/dia. Mesmo considerando os últimos 10 anos, o segmento vem apresentando relativa estabilidade na demanda.</p> <p>Quando somado ao segmento de Refinarias e FAFENs, este setor representa aproximadamente 60% da demanda por gás dos segmentos analisados e se apresenta como um segmento historicamente estagnado, o qual tem suas perspectivas de crescimento atreladas diretamente à aprovação de novos projetos de consumo.</p> <p>O Plano Coordenado não apresentou quais projetos de consumo industrial foram identificados a partir das iniciativas próprias das transportadoras.</p> <p>Usinas Termelétricas (UTEs)</p> <p>Conforme o PDSTGN, a demanda das centrais termelétricas foi estimada com base no consumo máximo histórico, considerando o período 2018–2022. Dessa forma, em 2033 e ao longo de todo o horizonte de 2024 a 2033 o consumo médio anual das térmicas foi considerado “flat” em ~38 MMm³/d.</p> <p>Considerando o Plano de Negócios 25-29 da Petrobras, no período de 2025 a 2033, é prevista uma demanda média anual das térmicas de 19,64 MMm³/d. Para efeitos de comparação, a demanda máxima anual prevista nesse período é de 23,67 MMm³/d.</p>
--	---

	<p>Em nosso entendimento, a estimativa de demanda apresentada no Plano Coordenado para o segmento termoelétrico parece estar levando em consideração o dimensionamento da rede tendo como base a capacidade das usinas, adequando o seu tamanho para níveis elevados de despacho dessas usinas. Além disso, não foram consideradas as térmicas da GNA, nem Marlim Azul e nem as possíveis novas com a realização do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP).</p> <p>Refinarias e Fábricas de Fertilizantes (FAFENs)</p> <p>Conforme consta no PDSTGN (pág. 30) a previsão para cada Refinaria e FAFEN conectada ao Sistema de Transporte de GN estaria explicitada nas Figuras 26 a 28. Entretanto esses gráficos trazem apenas as informações referentes às Refinarias.</p> <p>As Refinarias tiveram sua demanda estimada pela média histórica, considerando também o período compreendido entre 2018 e 2022. Dessa forma, em 2033 e ao longo de todo o horizonte de 2025 a 2033 o consumo médio anual das Refinarias ficou em ~13,5 MMm³/d.</p> <p>Para as FAFENs foram usados o valor máximo do mesmo histórico para a estimativa. Entretanto, conforme acima informado, esses valores não constam dos gráficos. No texto apenas é informado que foram consideradas na projeção a UFN3 (MS) e a ANSA (PR) com capacidades de 2,26 e 2,0 MMm³/d, respectivamente.</p> <p>Considerando as demandas de gás natural das refinarias e fábricas de fertilizantes apresentados acima, se observa um volume total de aproximadamente 18 MM m³/d, volume esse próximo da projeção da Petrobras para o mesmo período.</p> <p>Oferta</p> <p>No PDSTGN, para novos projetos de E&P e UPGNs (UTGITB, Raia e SEAP), foi provavelmente considerada a capacidade de escoamento. Desta forma, será necessário estimar o volume injetado na malha de transporte (processado), a partir do volume de gás rico injetado nas UPGNs, poder calorífico superior (PCS) do gás e fator de absorção das UPGNs.</p> <p>Para SEAP, o volume está otimista (36% em relação ao máximo da estimativa Petrobras) e a entrada em operação em 2028 está adiantada em relação à data já divulgada pela Petrobras, em 2030.</p> <p>Quanto ao volume processado na UTGCA, a previsão do PDSTGN está otimista em relação à estimativa Petrobras, principalmente até 2028.</p> <p>Para o gás boliviano, o estudo considera a oferta nula a partir de 2030. Já a Petrobras considera apenas campos exploratórios a partir de 2032 e oferta nula a partir de 2037.</p>
--	---

4.2.2. A Análise das Interconexões

Tabela 13 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.2.2

ID	Contribuição
1 DIAMANTE GERAÇÃO	<p>Priorização da Interconexão TBG-TSB/RS e Integração Binacional A menção à futura Interconexão TBG-TSB/RS e à possibilidade de acesso ao gás argentino representa oportunidade estratégica fundamental. Recomenda-se:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Detalhamento Técnico-Econômico: Desenvolver estudos específicos sobre a viabilidade técnica e econômica da interconexão TBG-TSB, incluindo análise de demanda reprimida no RS e capacidade de escoamento. 2. Integração com Gasoduto Uruguaiana-Triunfo: Avaliar sinergia entre a interconexão TBG-TSB e o projeto do gasoduto Uruguaiana-Triunfo (GASUP), já autorizado pela ANP, para maximizar benefícios da importação de gás argentino. 3. Harmonização Regulatória: Estabelecer protocolos de cooperação técnica entre Brasil, Argentina e Uruguai para facilitar fluxos binacionais, conforme diretrizes de integração energética regional já defendidas no PNIIGB. 4. Cronograma Executivo: Definir cronograma específico para implantação da interconexão, considerando sua importância estratégica para diversificação de suprimento na Região Sul.
2 EDGE	<p>A análise sobre o polo de REPLAN/SP (item 4.2.2.4) apresenta uma omissão crítica: a ausência de qualquer menção à potencial entrada de gás argentino via sistema da TBG. Diante do avanço das negociações bilaterais entre Brasil e Argentina, a importação de volumes crescentes de Vaca Muerta é uma alternativa real e iminente que precisa ser obrigatoriamente estudada pelo Plano.</p> <p>A utilização dessa fonte de suprimento para a região de São Paulo poderia reduzir significativamente a necessidade de transferência de gás entre as malhas da NTS e da TBG. Como consequência direta, seria possível reavaliar a necessidade e a urgência do projeto de inversão do fluxo RJ-SP na malha da NTS (Gasdut), um investimento estimado pelo próprio Plano em quase R\$ 7 bilhões.</p> <p>Sugere-se, portanto, que o Plano analise detalhadamente um cenário que combine a importação do gás argentino com a conexão do TRSP ao sistema da NTS (Gasan I). Essa abordagem integrada representa uma solução com potencial para</p>

	postergar ou mesmo reduzir substancialmente a necessidade de investimentos de grande porte, otimizando o uso de capital e resultando em maior eficiência para o sistema.
8 ARM	<p>Não foram avaliadas interconexões potenciais que poderiam reduzir custos e aumentar segurança. Exemplos relevantes incluem: a ausência de menção à entrada de gás argentino via TBG; a não consideração da conexão do TRSP ao sistema de transporte da NTS (Gasan I); bem como a exclusão de alternativas de importação de GNL.</p> <p>Vale ressaltar que a ENTSOG [8] (UE) exige priorização de interconexões no TYNDP [9], justamente para assegurar eficiência, promover a concorrência e reforçar a integração dos mercados. A omissão desses elementos no Plano Coordenado enfraquece sua capacidade de orientar a expansão racional da malha e de atender ao princípio da diversificação previsto na Lei do Gás.</p>
10 NEWEN	<p>Para melhor estruturação do plano e sua análise pelos agentes interessados, faz-se necessário a implementação dos seguintes pontos: (a) determinação de matriz de criticidade, (b) divulgação da modelagem termoelétrica utilizada, (c) consideração do uso multifuncional do GASBOL, e (d) Terminais de GNL na integração operacional e capacidade de injeção.</p> <p>a) Determinação de Matriz de Criticidade: faz-se necessária a criação de uma Matriz de Criticidade das interconexões para avaliação e priorização das intervenções com maior benefício operacional e baixo risco de subutilização.</p> <p>A Matriz indicada acima deveria ser feita com base nos seguintes critérios: (i) impacto na segurança de suprimento, (ii) contribuição à liquidez de mercado, (iii) custo estimado de intervenção, e (iv) tempo de implementação. Com a priorização indicada, serão realizadas as ações com menor CAPEX e maior benefício por unidade de custo.</p> <p>b) Divulgação da Modelagem Termoelétrica Utilizada: Conforme mencionado na contribuição acima, uma das principais falhas do Plano em análise é a utilização de um único cenário que considera uma ampla utilização da capacidade termoelétrica, contrário às próprias previsões da EPE.</p> <p>É essencial que as análises de interconexão sejam baseadas em modelagem termo hidráulica integrada (simulações de reversão, swap, N 1 e operação em cenários extremos). Os modelos executados e seus inputs/outputs devem ser disponibilizados em repositório técnico para auditoria pela ANP/EPE e por agentes interessados, respeitando confidencialidade de dados comerciais sensíveis.</p> <p>Desse modo, os agentes conseguirão replicar, verificar a capacidade real e as limitações operacionais dos projetos propostos.</p>

	<p>c) Consideração do Uso Multifuncional do GASBOL: a integração regional do gás da América do Sul sobretudo proveniente dos esperados aumentos de volumes ofertados por Vaca Muerta na Argentina não é considerada no Plano proposto. Tal desconsideração se reflete em uma disfuncionalidade para um Plano que pretende coordenar os investimentos no sistema de transporte brasileiro.</p> <p>Recomenda-se a revisão do plano para inclusão dos volumes esperados provenientes de Vaca Muerta. Nessa linha, na revisão a ser elaborada deve-se considerar o papel multifuncional do GASBOL, tanto como via potencial de importação (Bolívia/Argentina), quanto como canal reverso de escoamento do gás doméstico. Terão que ser incluídos cenários explícitos de trânsito Argentina→Bolívia→Brasil (com hipóteses contratuais firmadas e interruptíveis), avaliados impactos hidráulicos e de prioridade de infraestrutura (necessidade de compressão, loops, upgrades) antes de priorizar novas obras greenfield.</p> <p>d) Terminais de GNL na Integração Operacional e Capacidade de Injeção: As interconexões devem ser avaliadas considerando a capacidade efetiva da injeção de Terminais de GNL (TRSP, TGS, TRBA, Terminal Sergipe, Porto do Açu) e eventuais necessidades de upgrade para maximizar integração à malha (compressão, ERP, berços). O Plano precisa incluir opções de curto prazo (FSRU afretado, swaps) para aproveitar os terminais já existentes e operacionais – independente de eventuais litígios existentes que não apresentem dificuldade de conexão na malha de transporte – antes de realizar investimentos dutoviários de alto CAPEX.</p>
11 SALOMON	<p>Verifica-se que não há menção sobre potencial entrada de gás argentino via trânsito da TBG no item 4.2.2.4, que trata sobre o REPLAN/SP, o que reduziria a necessidade de transferência entre NTS e TBG.</p> <p>Esta seria uma alternativa obrigatória para ser estudada tendo em vista o andamento das negociações bilaterais e a real possibilidade de volumes crescentes de importação do gás argentino. Os pesados investimentos na malha da NTS, relativos ao projeto de inversão do fluxo RJ-SP, (Gasdut) poderia ser substancialmente reduzido ou postergado, se tais volumes fossem considerados.</p> <p>Uma combinação da alternativa importação de gás argentino de Vaca Muerta e a conexão do TRSP ao sistema de transporte da NTS (Gasan I), poderia reduzir substancialmente ou postergar os pesados investimentos na malha da NTS, relativos ao projeto de inversão do fluxo RJ-SP, estimado pelo plano em quase R\$7 Bilhões.</p> <p>Adicionalmente, a operação do Terminal TGS também poderia intensificar esse efeito.</p>

12 ZENERGAS	<p>Analisando o item 4.2.2.4, que trata sobre o REPLAN/SP, verificamos que não há menção sobre potencial entrada de gás argentino via TBG. A utilização desse ativo com o gás argentino reduziria a necessidade de transferência entre NTS e TBG.</p> <p>Esta seria uma alternativa obrigatória para ser estudada tendo em vista o andamento das negociações bilaterais e a real possibilidade de volumes crescentes de importação do gás argentino. Os pesados investimentos na malha da NTS, relativos ao projeto de inversão do fluxo RJ-SP, (Gasdut) poderia ser substancialmente reduzido ou postergado, se tais volumes fossem considerados.</p> <p>Recomendamos a inclusão de uma alternativa com a importação de gás argentino de Vaca Muerta associada à conexão do TRSP ao sistema de transporte da NTS (Gasan I), esse cenário poderia reduzir substancialmente ou postergar os pesados investimentos na malha da NTS, relativos ao projeto de inversão do fluxo RJ-SP, estimado pelo plano em quase R\$7 Bilhões.</p>
21 IEE-USP	<p>A aplicação sistemática de matriz de criticidades nos estudos de oferta e demanda de gás natural e na análise de interconexões é obrigatória pela complexidade do sistema brasileiro, que combina fontes domésticas e importadas, diferentes perfis de consumo e múltiplos agentes. A ferramenta permite hierarquizar riscos, comparar alternativas de expansão e explicitar trade-offs entre custo, confiabilidade e flexibilidade. Ao incorporar probabilidades e impactos, a matriz contribui para decisões de investimento mais transparentes, evita sobrecargas tarifárias e reduz a vulnerabilidade do sistema a choques técnicos, contratuais ou geopolíticos.</p> <p>Adicionalmente, devem ser considerados na análise dos estudos de interconexões a crescente entrada de gás argentino de Vaca Muerta via TBG. Entendemos que a consideração desses volumes combinados com a conexão do TRSP na malha da NTS pode reduzir materialmente a necessidade dos projetos indicados nessa seção no curto / médio prazo.</p>
22 ABEGÁS	<p>Tendo em vista que o relatório do Plano está defasado, não fica clara qual a capacidade de movimentação bidirecional atual entre as transportadoras NTS e TAG e a real necessidade do projeto da ECOMP Macaé, considerando que nos estudos de Simulação de Condições Operacionais deste Plano Coordenado (RL-ATG-4710.00-OP05-SP2-002) a previsão da utilização da ECOMP Macaé só foi necessária em 2033 e não foi considerado em nenhum cenário o recebimento de gás através do GASOG.</p> <p>A ECOMP de Japeri aumenta o fluxo de gás do RJ para SP, mas não resolve a necessidade de aumento de fluxo da NTS para a TBG. Para tal, a sugestão apresentada no plano é adicionar o investimento de quase R\$ 7 bilhões do corredor Pré-sal Sul (4 ECOMPs e 300km de gasoduto), com incerteza de -30% a +50%.</p> <p>Como alternativas a serem avaliadas, seria relevante uma análise técnica e de investimentos detalhada sobre a viabilidade e os benefícios:</p>

	<p>I. da conexão imediata entre o TRSP e a malha da NTS;</p> <p>II. da ampliação da capacidade de movimentação do gás pelo GASAN, proveniente do TRSP;</p> <p>III. do aumento na capacidade de escoamento do gás proveniente do pré-sal, sem afetar a qualidade do gás, a partir de adequação na Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Caraguatatuba; e,</p> <p>IV. da retomada da produção de gás na Argentina (Vaca Muerta), que pode representar uma oportunidade estratégica para diversificação da oferta e aumento da segurança energética por meio de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • importação via GASBOL; • importação via TSB, com interconexão a TBG; • importação via o Paraguai. Necessitaria de construção de um gasoduto paraguaio, até a fronteira com Brasil e depois um gasoduto de transporte do lado brasileiro que se conectaría à malha integrada no GASBOL. <p>É relevante que essas e outras possibilidades sejam avaliadas de forma abrangente, contemplando aspectos técnicos, operacionais, regulatórios e econômicos, com o objetivo de subsidiar decisões estratégicas sobre investimentos.</p> <p>Ainda, em relação às necessidades, deve-se avaliar o impacto da eventual saída de térmicas do sistema, considerando a finalização dos contratos dessas térmicas e a iniciativa do LRCAP, cujo objetivo é o atendimento de atributos específicos e diferenciados demandados pelo setor elétrico.</p>
25 ABRACE	Seria desejável o compartilhamento das informações, principalmente relativas aos custos da adaptação realizada na Interconexão Cabiúnas/RJ para que seja fisicamente operada pelas transportadoras TAG e NTS. Esse investimento também não está especificado nas fichas dos projetos que acompanham esta consulta pública.

4.3 Estudo de Oferta

Tabela 14 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.3

ID	Contribuição
10 NEWEN	<p>O Plano proposto apresenta uma concentração de oferta em alguns megaprojetos que demandariam somas expressivas de CAPEX, em razão de sua premissa conservadora de declínio de quase todos os pontos de ofertas existentes, sem avaliar alternativas incrementais.</p> <p>Essa visão gera uma lógica pró-CAPEX excessivamente alta no Plano, sem considerar soluções de baixo custo com alto teor de eficiência, como o reconhecimento de utilização do GASBOL para importação do gás natural de Vaca Muerta e implementação dos Terminais de GNL como fontes seguras de suprimento.</p> <p>Nesse sentido, recomenda-se que o Plano seja revisto para incluir uma seção metodológica resumida e uma matriz de confiança por ponto de oferta (probabilidade de materialização, sensibilidade temporal), bem como incluir a obrigação de se referenciar contratos/autorizações que sustentem os volumes projetados.</p> <p>Tal providência reduzirá a opacidade sobre proveniência das curvas e permite priorizar investimentos conforme risco efetivo de entrada de oferta, além de facilitar a análise dos agentes de mercado ao Plano proposto.</p>
11 SALOMON	<p>O Item 4.3.3.1: o volume dos campos listados não está restrito somente ao escoamento pela Rota 3, sendo possível utilizar outros gasodutos no sistema de rotas do pré-sal para gerar otimização ao sistema de transporte brasileiro.</p> <p>A limitação atual de processamento da UTGCA devido ao declínio da produção de Mexilhão requer uma análise mais detalhada, o que já foi anunciado que será feito no Plano Integrado em execução pela EPE, que é o órgão que detém a competência regulatória para executar e propor as alternativas que melhor atendem ao sistema de transporte. Ressalte-se que a alternativa da manutenção ou até um acréscimo do processamento de gás pela UTGCA, aproveitando a estrutura de transporte existente no GASTAU, poderá também inibir os pesados investimentos previstos no projeto proposto do Gasoduto da NTS.</p> <p>Item 4.3.3.3: A inclusão do SEAP como um novo ponto de oferta é incerta, visto que ainda não houve a decisão final de investimento do consórcio que opera o ativo.</p>

	<p>A inclusão do SEAP no Plano, um ativo ainda incerto, e a não inclusão do TRSP apresenta uma incoerência do Plano proposto. O TRSP é um ativo já em operação, cuja definição do litígio existente não é excludente de sua conexão na malha de transporte, como detalhado acima.</p> <p>A exclusão de ativos como TRSP e justificativas frágeis para pontos “desconsiderados” revelam seletividade e potencial direcionamento de mercado.</p>
13 CIDADÃO 1	<p>A exclusão de ativos como o TRSP, acompanhada de justificativas frágeis para pontos desconsiderados, indica seletividade e possível direcionamento de mercado.</p>
21 IEE-USP	<p>O Plano precisa ser revisado para ajustar os seguintes pontos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O Plano superestima a concentração da oferta em poucos megaprojetos offshore e precisa incluir cenários alternativos com produção incremental em bacias maduras, onshore e águas rasas. • É estratégico reconhecer os terminais de GNL (TRSP, TGS, Açu, Sergipe, Bahia) como pontos estruturais de suprimento, e não apenas recursos de flexibilidade associados às termelétricas. • O GASBOL deve ser valorizado em seu duplo papel – canal reverso para gás nacional e corredor regional para o gás argentino de Vaca Muerta. • A UTGCA, com a queda de produção do campo de Mexilhão (pós-sal), transformou-se em um ativo com gargalo de capacidade e risco de obsolescência. O revamp precoce e sua flexibilização técnica para gás do pré-sal transformam a unidade em ativo estratégico para escoamento de gás do pré-sal para São Paulo reduz necessidades de CAPEX nas malhas de transporte, estende a vida útil de investimentos já existentes e evita trânsitos desnecessários de gás via Rio de Janeiro. • O Estudo de Oferta precisa adotar métricas e gatilhos objetivos (R/P, taxa de utilização de ativos, stress tests de preço e demanda) para dar credibilidade às premissas e condicionar novos investimentos.
25 ABRACE	<p>Apesar de a projeção da oferta mostrar-se conservadora, seria desejável que fossem compartilhadas as premissas utilizadas pela IGNIS na elaboração dos cenários, sem as quais não há como a ABRACE Energia tecer comentários em relação às projeções. Além disso, o prazo concedido para análise de todos os documentos foi exíguo e considerando que nem toda informação necessária à análise foi disponibilizada, as contribuições relativas às projeções restaram prejudicadas.</p>

4.3.1. Pontos de Oferta Firmes Existentes

Tabela 15 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.3.1

ID	Contribuição
2 EDGE	<p>A análise do Plano sobre as infraestruturas de oferta, como TECAB (4.3.1.3) e UTGCA (4.3.1.2), falha ao não reconhecer a natureza integrada das três rotas de escoamento do pré-sal. Elas formam um sistema único no qual o gás de qualquer campo conectado pode ser entregue a qualquer uma das plantas de processamento. Ignorar essa capacidade operacional leva a conclusões equivocadas, como a projeção de redução de volumes para a UTGCA, que poderia ser evitada com uma operação otimizada para aliviar potenciais gargalos futuros.</p> <p>Essa projeção de redução está em desacordo com a premissa de aproveitamento da infraestrutura existente, pois resultaria na subutilização dos investimentos já realizados não apenas na unidade, mas também no gasoduto GASTAU. A UTGCA possui capacidade de processamento de 20 MM m³/dia, apta a receber gás tanto do pré-sal quanto do pós-sal. Sugere-se que o Plano reavalie essa projeção e considere, em seus cenários, a possibilidade de retomada do projeto de Revamp da UTGCA, paralisado pela Petrobras em 2020.</p> <p>Da mesma forma, a análise sobre a importação via Bolívia (4.3.1.1) está incompleta. O Plano assume uma premissa de declínio na oferta boliviana sem analisar a alternativa de compensar essa redução com volumes de gás argentino em trânsito pelo mesmo sistema, com entrada via Corumbá. Essa omissão é um sintoma da principal deficiência do documento: sua data-base de novembro de 2023. A pergunta que fica é: quanto o setor de gás natural avançou em quase dois anos?</p> <p>Diante disso, é necessário que o Plano seja completamente reelaborado. É preciso que a ANP conduza uma análise detalhada para incorporar as movimentações de mercado ocorridas desde janeiro de 2024, previamente ao envio de uma nova versão à consulta pública. Entre as atualizações cruciais, o Plano deve incluir uma análise aprofundada de todas as rotas potenciais de importação do gás argentino, incluindo o trânsito via Bolívia e a rota Uruguaiana-Porto Alegre, com seu volume potencial de 15 MM m³/dia. Sem esses ajustes, o Plano nascerá obsoleto e incapaz de cumprir seu papel de coordenar o desenvolvimento do sistema.</p>

9 CBIE	<p>Em relação aos Pontos de Oferta Existentes, destacam-se o GASBOL e a ROTA 3. No que diz respeito ao suprimento via Bolívia, válido mencionar que há 6 anos a Bolívia não certifica suas reservas de GN e últimas atualizações de reservas (17.06.025 – YPFB) indica que as reservas caíram de 8,95 TCF para 4,75 TCF, o que equivale a cerca de 5 anos de vida útil de produção, alcançando níveis potenciais de exportação nulos já em 2030.</p> <p>Há a possibilidade de inversão de fluxo no gasoduto, que permitirá o envio de ofertas de gás natural partindo do Rio Grande do Sul até o estado de Mato Grosso do Sul (Via Argentina), entretanto, movimento depende de investimentos e outras infraestruturas de transporte ainda não existentes. Em relação a Rota 3, verifica-se que o pico da produção dos campos ocorrerá em 2029, declinando a partir deste ano. O valor de pico da curva de produção estimada chega a 31,7 MMm³/dia. No entanto, em razão das restrições na capacidade de escoamento da Rota 3, que é de aproximadamente 18 MMm³/dia, há a limitação do volume ofertado. Levando em consideração a análise das unidades de processamento de gás natural no Brasil, percebe-se que o grau de utilização varia significativamente entre as plantas. Algumas unidades operam próximas à capacidade, como a UTG Catu, que deve se beneficiar do novo gasoduto Tiê e do aumento de oferta de gás do Ativo Bahia, enquanto outras, como a UTGSul e o EVF Manati, registram fatores de utilização muito baixos devido ao declínio natural da produção nos campos que abastecem essas unidades. No Nordeste, há expectativa de crescimento em algumas plantas com a entrada de novos operadores e planos de recuperação, como a 3R Potiguar em Guamaré e a Origem Energia em Alagoas, embora o plano coordenado não considere totalmente esses investimentos. É necessário que o plano atualizado revise suas premissas para que os projetos de transporte de gás natural sejam dimensionados de maneira adequada, refletindo a realidade de produção e os potenciais incrementos de oferta.</p>
10 NEWEN	<p>O Plano Coordenado parte de uma premissa fundamentalmente conservadora e determinista sobre os pontos de oferta firmes existentes no Brasil, assumindo um declínio acentuado e aparentemente inevitável de quase todos eles. Esta leitura, contudo, não se reflete na realidade dinâmica do setor, que demonstra a viabilidade de se incrementar e prolongar a vida útil de bacias maduras e campos onshore. Prova disso é o movimento de revitalização que já ocorre em estados como Alagoas, Sergipe e Bahia, impulsionado pelo desinvestimento da Petrobras e pela entrada de novos operadores privados. A abordagem do Plano, ao ignorar este novo cenário, gera conclusões precipitadas que justificam a necessidade de megaprojetos greenfield — soluções de alto CAPEX, com elevado risco de execução e atrasos, e que promovem uma perigosa concentração de suprimento.</p> <p>Para corrigir essa visão distorcida, é imprescindível que a análise separe e quantifique a diferença entre a oferta “firme contratada” e a “capacidade técnica disponível” de cada instalação. Adicionalmente, deve ser inserida uma análise de risco com curvas de declínio por campo que considerem diferentes cenários, além de um calendário de janelas de risco para infraestruturas críticas. Tais providências são cruciais para permitir uma avaliação precisa da real necessidade de expansão da malha. Complementarmente, a revisão do Plano deve reposicionar a relevância estratégica dos Terminais de GNL, tratando-os como ativos estruturais de suprimento, e não como meras válvulas de flexibilidade. Sua capacidade</p>

	<p>de resposta e acesso ao mercado global protege o consumidor de flutuações na oferta doméstica. É preciso incluir KPIs de utilização desses ativos para balizar, de forma objetiva, a necessidade de novos projetos frente à otimização da malha existente.</p> <p>Um exemplo emblemático dessa análise limitada é o tratamento dado ao GASBOL. Atrelar a utilidade do gasoduto unicamente ao gás boliviano em declínio é uma falha grave de planejamento. O GASBOL é uma infraestrutura estratégica de duplo uso, fundamental para a importação de volumes crescentes do gás de Vaca Muerta, na Argentina, e, ao mesmo tempo, pode ser utilizado como uma rota de escoamento para o pré-sal via reversão de fluxo. Este cenário de múltiplo uso já é reconhecido pela EPE no Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, e a falta de alinhamento do Plano Coordenado com as premissas da EPE é preocupante, pois cria ruído regulatório e o risco de descoordenação setorial. Recomenda-se, portanto, que a necessidade de qualquer projeto greenfield seja rigorosamente testada contra a capacidade dos ativos existentes, demonstrando que a demanda incremental não pode ser atendida pelo GASBOL, seja por reversibilidade ou outros arranjos operacionais.</p> <p>Outro caso emblemático é o declínio projetado para a Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA). A planta, originalmente projetada para o gás de Mexilhão (rico em metano), enfrenta desafios técnicos para processar o gás do pré-sal (rico em etano), operando hoje via waivers da ANP. Ao não contemplar um cenário com o revamp da UTGCA para adequá-la ao perfil do pré-sal, o Plano falha em priorizar a otimização da infraestrutura existente. Esta omissão é crítica, pois a localização estratégica da UTGCA significa que o gás processado é injetado na malha de São Paulo ""downstream"" de um dos principais pontos de restrição do sistema, uma vantagem logística imensa. Além disso, a unidade está conectada ao GASTAU, um gasoduto dimensionado para sua operação plena, que hoje se encontra subutilizado, embora já tenha sido custeado pelos consumidores em contratos legados. Manter o GASTAU ocioso significa que os consumidores continuam a pagar por um ativo que não entrega seu benefício potencial. Portanto, recomendamos que seja incluído um cenário probabilístico que contemple o revamp da planta para uma análise aprofundada de seus impactos positivos em todo o sistema.</p>
11 SALOMON	<p>Os dados apresentados para o TECAB (4.3.1.3) e UTGCA (4.3.1.2) não mencionam uma integração entre as rotas. As 3 rotas do pré-sal formam um sistema integrado em que o volume de qualquer um dos campos conectados a elas consegue entregar molécula a qualquer uma das plantas de processamento. Desse modo, há como operar as rotas de forma otimizada sem que haja redução de injeção de volume em pontos com potenciais gargalos futuros (como a UTGCA).</p> <p>A redução de volumes prevista para a UTGCA, tornando os elevados investimentos realizados na unidade e no GASTAU subutilizados, em desacordo com a premissa de aproveitamento da infraestrutura existente. A UTGCA tem capacidade de processamento de 20,0 MM m³/dia, com uma composição de gás do pré-sal e do pós-sal. Não é considerada, no médio</p>

	<p>prazo, também a possibilidade da alternativa de retomada do projeto de Revamp da UTGCA, paralisado pela Petrobras em 2020.</p> <p>Sobre a entrada de gás boliviano (item 4.3.1.1), não há menção sobre trânsito do gás argentino e posterior entrada via Corumbá. Como mencionado acima, em razão da desatualização do plano apresentado, ele não considera um cenário com entrada crescente de gás argentino.</p> <p>Sugere-se uma reelaboração do Plano, com uma análise detalhada da ANP previamente ao envio à CP, para atualização das movimentações que ocorreram no mercado de gás desde janeiro de 2024.</p> <p>Entre essas atualizações, aconselha-se a inclusão da rota de gás argentino ao Brasil, tanto pelas rotas já informadas nesta contribuição como pelo gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, com volume potencial de 15 MM m³/dia.</p>
21 IEE-USP	<p>A seção de Pontos de Oferta Firmes do Plano apresenta diagnóstico relevante da infraestrutura nacional, mas parte de premissas lineares e conservadoras, assumindo declínio inevitável de quase todos os pontos de oferta sem avaliar alternativas incrementais. Essa leitura pode induzir conclusões deterministas e justificar de forma automática novos megaprojetos offshore, de alto CAPEX, maior risco de atraso e forte concentração de suprimento.</p> <p>Recomenda-se incorporar cenários que valorizem produção incremental em bacias maduras, campos onshore e águas rasas, prolongando a vida útil de polos via revitalização, recuperação secundária/terciária e novos investimentos de independentes em polos produtivos terrestres e offshore. Esse movimento já ocorre em Alagoas, Sergipe, Bahia, RN e ES, com produção adicional a custos relativamente baixos.</p> <p>Outro ponto essencial é reconhecer os terminais de GNL como ativos estruturais, e não apenas flexíveis para térmicas. O TRSP, o TGS, o Porto do Açu e os terminais de Sergipe, Baía da Guanabara e Bahia podem fornecer volumes robustos e competitivos, complementando a oferta doméstica e atuando como redundância em períodos de stress. A ausência de cenários explícitos com GNL reduz transparência e subestima alternativas mais eficientes e de menor custo ao usar ativos já existentes.</p> <p>GASBOL: O Plano assume declínio estrutural da Bolívia com exportações zeradas até 2030. Embora o declínio de campos maduros bolivianos seja real, a premissa desconsidera o papel estratégico do GASBOL como infraestrutura de duplo uso: (i) canal de importação regional, inclusive para gás argentino de Vaca Muerta em trânsito; e (ii) rota reversa para escoamento do gás doméstico do pré-sal ao interior.</p>

	<p>Fatos recentes reforçam a necessidade de rever a hipótese de “oferta nula” via GASBOL: (a) contratos interruptivos entre produtores argentinos e agentes brasileiros via Bolívia; (b) memorando Brasil-Argentina (2024) prevendo exportações de até 30 MMm³/d até 2030; (c) estudos da EPE (PDE 2034, PIG 2024) que contemplam integração regional. Ignorar esses elementos desconsidera alternativas de diversificação e uso econômico de infraestrutura amortizada, além de acesso a gás argentino competitivo globalmente.</p> <p>Propõe-se que o Plano inclua um Cenário de Integração Regional, tratando o GASBOL como hub multifuncional, com metas de utilização mínima. Recomenda-se ainda a avaliação prévia de atendimento da oferta/demanda com a infraestrutura existente antes de investir em novos gasodutos greenfield, comprovando que a demanda não pode ser atendida por GASBOL, reversibilidade ou arranjos regionais. Essa revisão aumentará resiliência, reduzirá custos sistêmicos e posicionará o Brasil como hub energético do Cone Sul, em linha com a retomada da integração econômica do Mercosul.</p> <p>Contribuições Críticas a 4.3.1.2–4.3.1.11</p> <p>Nos demais pontos de oferta firmes, o Plano parte da premissa da irreversibilidade do declínio, sem considerar novas descobertas incrementais ou revitalização de ativos de produção existentes. Esse viés pode gerar diagnóstico artificial de “esgotamento inevitável”, reforçando a concentração em poucos megaprojetos offshore. Recomenda-se cenários alternativos de manutenção e crescimento incremental, baseados em: (i) aumento de eficiência e fator de recuperação em bacias maduras e de acumulações marginais; e (ii) integração desses polos com terminais de GNL e redes locais.</p> <p>No caso da UTGCA, substituí-la como canal de suprimento do pré-sal, via estratégia de direcionar produção quase integralmente pelo RJ, cria dependência de longas rotas e promove trânsitos desnecessários para depois retornar a SP, principal centro de carga. Essa opção gera CAPEX excessivo no sistema da NTS. A alternativa de revamp da UTGCA, maximizando sua capacidade de 20 MMm³/d para gás do pré-sal via GASTAL, reforçaria a segurança de suprimento paulista com custos mais competitivos, evitando o sucateamento precoce de ativos estratégicos com longa vida útil.</p>
22 ABEGÁS	<p>A análise dos dados apresentados para o TECAB e para a UTGCA evidencia uma omissão crítica: a falta de menção à integração operacional entre as três rotas do pré-sal. Se observado de forma integrada, verifica-se que o volume de gás de qualquer campo conectado possa ser direcionado a qualquer planta de processamento, otimizando a operação das rotas, e evitando a redução da injeção de volume em pontos potencialmente sujeitos a gargalos futuros, como a UTGCA.</p> <p>A previsão de redução de volumes para a UTGCA torna os elevados investimentos já realizados na unidade e no gasoduto GASTAU subutilizados, contradizendo a premissa de aproveitamento da infraestrutura existente. Ressalta-se que a UTGCA está apta ao processamento de 20,0 MM m³/dia, considerando a composição do gás do pré-sal e pós-sal. Ademais,</p>

	<p>o Plano também não considera, no médio prazo, a possibilidade de retomada do projeto de Revamp da UTGCA, paralisado pela Petrobras em 2020.</p> <p>No que tange à entrada de gás boliviano, verifica-se outra lacuna significativa: a ausência de qualquer menção ao trânsito de gás argentino e sua posterior entrada no sistema via Corumbá.</p> <p>Diante dessas lacunas, recomenda-se veementemente a reelaboração do Plano. É imperativo que a ANP conduza uma análise detalhada prévia à submissão à CP, a fim de atualizar o documento com todas as movimentações ocorridas no mercado de gás desde janeiro de 2024.</p> <p>Como parte crucial dessa atualização, aconselha-se a inclusão da rota de importação de gás argentino, não apenas pelos caminhos já mencionados nesta contribuição, mas também via gasoduto Uruguaiana-Porto Alegre, cujo volume potencial é estimado em 15 MM m³/dia."</p>
25 ABRACE	Tendo em vista o limitado acesso às informações e premissas utilizadas na elaboração das projeções, para a oferta de gás da Bolívia (GASBOL), nos parece consistente as premissas utilizadas para o declínio da oferta, considerando vários estudos que indicam essa mesma perspectiva. No entanto, para as projeções relativas às UPGNs de Alagoas, Guamaré e Catu, nos surpreendeu a reversão abrupta de tendência de injeção no sistema de transporte

4.3.2. Pontos de Oferta Flexíveis Existentes

Tabela 16 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.3.2

ID	Contribuição
9 CBIE	O documento não contemplou todas as unidades de GNL disponíveis no Brasil. Válido destacar que, conforme dados da ANP, o Brasil ainda possui 7 Terminais de GNL, dos quais 5 não foram citados pelo Plano Coordenado, sendo eles o Terminal de Sergipe (CELSE), o Terminal de Porto do Açu, o Terminal de Barcarena, o Terminal de Santos e o Terminal de São Francisco do Sul.
10 NEWEN	O Plano parte de uma premissa restritiva ao tratar os terminais de GNL existentes apenas como infraestruturas de back-up para flexibilidade, subestimando seu papel estratégico como pilares de segurança energética e de competitividade de preços. A plena integração desses ativos à malha não só confere maior resiliência ao sistema, como também otimiza o uso de capital ao postergar ou evitar a necessidade de megaprojetos de gasodutos, cuja demanda pode ser atendida por infraestruturas já existentes. A priorização dos ativos já construídos trará maior eficiência e menores custos para os usuários finais. Para permitir uma análise isonômica e robusta, é fundamental que o Plano detalhe a avaliação operacional e logística de cada terminal, incluindo parâmetros como fator de disponibilidade, restrições de injeção, limitações de berço e a capacidade do upstream para atender picos de demanda. Crucialmente, deve ser apresentado o cálculo do custo total entregue (Delivered Cost) do GNL para cada terminal, considerando diferentes cenários de utilização (e.g., 10%, 50%, 90%), para permitir uma comparação transparente e justa com projetos greenfield. Nessa linha, o Plano deve corrigir erros factuais e vieses analíticos. No caso do Terminal da Baía de Guanabara (TRBG), a capacidade deve ser retificada de 20 para 30 MMm ³ /d. As justificativas para essa redução — “restrições de suprimentos de GNL [...] e impactos à rede de transporte da NTS” — devem ser revistas, pois, com uma integração mais eficiente à malha, o terminal tem potencial para atuar como fonte de suprimento firme para além do despacho térmico. Similarmente, para o Terminal da Baía de Todos os Santos (TRBA), o documento deve abandonar a visão limitada ao suporte termelétrico e analisar seu potencial para atender de forma relevante e competitiva o mercado industrial do Nordeste, evitando assim um viés por investimentos massivos em megaprojetos offshore, que carregam um risco sistêmico de aumentos substanciais de custos.

	<p>Por fim, o Plano deveria modelar cenários nos quais os terminais atendam contratos firmes para indústrias e distribuidoras (CDLs), prever a integração regional com outros pontos de oferta e adotar condicionantes claras para a expansão de gasodutos offshore, exigindo o prévio e comprovado aproveitamento da capacidade dos ativos flexíveis já existentes.</p>
21 IEE-USP	<p>Contribuições Gerais</p> <p>A seção de Pontos de Oferta Flexíveis reconhece a importância dos terminais de GNL, mas os trata predominantemente como ativos vinculados ao despacho termelétrico sazonal, deixando de reconhecer seu papel estratégico como fontes estruturais de suprimento e diversificação. Essa visão restritiva reduz o potencial de liquidez e competição no mercado de gás, sobretudo em regiões que enfrentam riscos de concentração da oferta em poucos megaprojetos offshore.</p> <p>Sugere-se que o Plano adote a premissa de que os terminais de GNL – já instalados ou em desenvolvimento (TRSP/Santos, Porto do Açu, TGS em Santa Catarina, além dos citados TRBG e TRBA) – devem ser considerados pilares de segurança energética e competitividade, não apenas válvulas de escape para atender ao setor elétrico. Há de se revisar a carteira de projetos assumindo os terminais de GNL com maiores fatores de utilização e melhor aproveitamento das capacidades instaladas. Essa abordagem ampliará a transparência dos cenários alternativos e reforçará a governança setorial.</p> <p>Contribuições Críticas aos Itens 4.3.2.1 e 4.3.2.2</p> <p>No caso do TRBG (Baía de Guanabara), embora a capacidade tenha sido ampliada para 30 MMm³/d, o Plano considera apenas 20 MMm³/d em função de restrições logísticas e de suprimento. Essa redução, sem análise comparativa de alternativas, induz à percepção de limitação estrutural do terminal, quando, na verdade, há espaço para integração mais eficiente com a malha da NTS e para estratégias comerciais que ampliem seu papel além do despacho térmico. O TRBG poderia ser reconhecido como hub de suprimento firme para o Sudeste, aliviando gargalos de projetos offshore e aumentando a competição em uma das regiões mais demandantes do país.</p> <p>Quanto ao TRBA (Baía de Todos os Santos), a seção enfatiza sua função de suporte ao despacho elétrico e mitigação de gargalos da TAG, mas não explora seu potencial de atender de forma mais ampla o mercado industrial do Nordeste e de se articular com novos produtores independentes. A ausência de cenários em que o TRBA atue como nó estruturante reduz a percepção de sua relevância no portfólio de suprimento.</p> <p>Em ambos os casos, o Plano deveria propor explicitamente: (i) cenários em que os terminais operem com contratos firmes voltados a indústrias e distribuidoras; (ii) integração operacional com outros pontos de oferta (ex.: backhaul GASBOL, UTGCA, TRSP); e (iii) adoção de métricas que condicionem expansões de gasodutos offshore a testes prévios de aproveitamento pleno desses ativos já existentes.</p>

22 ABEGÁS	O relatório não explicita claramente quais são as restrições de suprimento de GNL para o Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara e os impactos à rede de transporte da NTS que limitam a utilização da capacidade ampliada - de 30 MMm ³ /dia para 20 MMm ³ /dia.
25 ABRACE	Em relação aos terminais de GNL, tendo em vista que estão associados ao despacho térmico, sugerimos a disponibilização de informações detalhadas, por exemplo, do uso histórico de capacidade pelas térmicas, ao menos dos últimos 5 anos, e a utilização de tais terminais para fins operacionais do sistema de transporte. O prazo concedido para análise de todos os documentos foi exíguo e considerando que nem toda informação necessária à análise foi disponibilizada, as contribuições a esse ponto restaram prejudicadas.

4.3.3. Novos Pontos de Oferta

Tabela 17 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.3.3

ID	Contribuição
1 DIAMANTE GERAÇÃO	<p>4.3.3.4 - TERMINAL GÁS SUL (TGS) Ampliação da Capacidade e Flexibilidade Operacional</p> <p>O TGS representa marco na diversificação energética da Região Sul. Para maximizar seus benefícios, sugere-se:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ampliação Gradual de Capacidade: Acelerar o processo de atualização da autorização da ANP para os 15 MM m³/d, conforme capacidade de regaseificação do terminal, eliminando o atual gargalo de 5 MM m³/d no ponto de entrada Garuva/SC. 2. Extensão para Santa Catarina: Avaliar extensão da oferta do TGS para atendimento direto de demandas industriais e termelétricas em Santa Catarina, aproveitando a infraestrutura já existente. 3. Integração com Biometano: Considerar o TGS como hub de recebimento e processamento de biometano regional, criando sinergia entre gás natural importado e produção local renovável. 4. Flexibilidade Sazonal: Implementar mecanismos de flexibilidade que permitam maior aproveitamento do terminal em períodos de alta demanda térmica, especialmente durante estiagens no sistema elétrico nacional. 5. Armazenamento Estratégico: Avaliar ampliação da capacidade de armazenamento para criar reservas regionais de segurança energética.
2 EDGE	<p>A premissa de que os volumes dos campos elencados estariam restritos ao escoamento pela Rota 3 é tecnicamente imprecisa. Tais volumes possuem flexibilidade de escoamento por meio de outros gasodutos que compõem o sistema integrado do pré-sal, viabilizando otimizações relevantes para a malha de transporte nacional. Adicionalmente, a limitação na capacidade de processamento da UTGCA, decorrente do declínio produtivo do campo de Mexilhão, requer uma análise aprofundada, conforme já sinalizado pela própria EPE para a elaboração do PNIIGB.</p> <p>A inclusão do Terminal de Regaseificação de Sergipe (SEAP) como um novo ponto de oferta apresenta uma incerteza material, haja vista a ausência de uma Decisão Final de Investimento (FID) por parte do consórcio operador.</p>

	Observa-se, portanto, uma incongruência metodológica no Plano proposto: por um lado, inclui-se um ativo de natureza especulativa como o SEAP e, por outro, omite-se o Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP), um ativo já operacional facilmente conectável à malha de gasodutos de transporte.
9 CBIE	É necessário realocar a Rota 3 para a seção de Pontos de Ofertas Existentes, tendo em vista que o projeto já entrou em operação. O Plano coordenado cita ainda o Projeto Raia e SEAP, que devem começar a disponibilizar gás natural a partir do ano de 2028. O documento não menciona nenhum projeto de biometano como novo ponto de oferta, o qual consideramos essencial para o processo de interiorização do gás natural.
10 NEWEN	<p>O Plano apresenta diversas iniciativas relevantes em Novos Pontos de Oferta, como a Rota 3, Rota 5 e SEAP, entretanto ele falha em fazer uma avaliação comparativa entre esses megaprojetos greenfield offshore e os ativos já existentes.</p> <p>Como mencionado acima, e será reforçado abaixo, o papel dos Terminais de GNL é subdimensionado no Plano proposto, assim como a importação de gás natural argentino via GASBOL.</p> <p>Esse subdimensionamento gera uma necessidade narrativa da construção dos megaprojetos apresentados para capturar a oferta de gás natural offshore. Essa conclusão, sob o argumento da segurança energética nacional, traz riscos à própria segurança energética nacional.</p> <p>Explica-se: o Plano, com todas as premissas apresentadas, concentra a futura oferta de gás natural brasileiro em grandes, mas poucos, megaprojetos. A experiência brasileira, entretanto, nos demonstra que projetos desse tipo sofrem com atrasos e reprogramações. Como exemplo, a própria Rota 3 (gasoduto + UPGN em Itaboraí/GASLUB) é alvo de auditorias públicas e reprogramações de cronograma, com acompanhamento do TCU e Congresso Nacional.</p> <p>Também existem fragilidades associadas a restrições operacionais e qualidade do gás quando se usa como modelo grandes rotas únicas. Pega-se o exemplo da rota de Mexilhão, que sofreu com desvios de escoamento por problemas operacionais nesse ano. O que o sistema brasileiro fará em caso de falhas ou manutenções das grandes rotas?</p> <p>Logo, um plano que visa coordenar o desenvolvimento do sistema de transporte de gás natural brasileiro não deve utilizar como premissa de suprimento apenas megaprojetos, sob o risco da realização de investimentos ineficazes para o mercado de gás natural.</p> <p>Defende-se, dessa forma, que o Plano tenha uma visão integrada de todas as fontes de suprimentos existentes no Brasil, para que possa servir como instrumento de coordenação efetiva de expansão da malha. Tanto os Terminais de GNL</p>

	<p>quanto a integração regional do Cone Sul, com a efetiva utilização do gás natural argentino via Bolívia devem ser considerados.</p> <p>Essa metodologia trará tanto mais segurança ao sistema quanto soluções mais eficientes e menos custosas.</p> <p>Por fim, recomenda-se que na revisão do Plano seja inserido um checklist de condicionantes para tratar um ponto como “provável” (FID do produtor, aprovações ambientais, rota de escoamento contratada, cronograma de FPSO/UPGN) e avaliação comparativa entre soluções de escoamento (duto vs. FLNG/FSRU/GNL). Busca-se desta forma concentrar a análise em projetos com probabilidade real de execução e força avaliação de alternativas tecnológicas talvez mais flexíveis.</p>
11 SALOMON	<p>"A Integração Gasífera entre Brasil e Argentina foi apresentada no Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte de 2024 ("PIG 2024") (pag. 12), publicado em 2025 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em um capítulo dedicado exclusivamente ao projeto. O capítulo indica que há um grupo de trabalho formado por representantes do Brasil e Argentina destinado especificamente para a análise de rotas logísticas que viabilizem a importação de gás natural argentino.</p> <p>Os estudos produzidos pelo grupo estimaram que, para o Gás de Vaca Muerta, o volume de gás movimentado nos anos iniciais do projeto atingiria 2,0 MM m³/dia, com perspectiva de crescimento progressivo, atingindo 10,0 MM m³/dia em 3 anos, e 30,0 MM m³/dia em 2030. A EPE descreve que foram ponderados aspectos de custo e eficiência de diferentes alternativas de rota para o Gás de Vaca Muerta, concluindo como mais rápida a rota de oferta ao Brasil a utilização do Gasbol, com a inversão do fluxo do Gasoduto Norte na Argentina e a estrutura existente na Bolívia.</p> <p>Ressalte-se que essa possibilidade de importação de gás de Vaca Muerta, via Bolívia, já foi testada e comprovou viabilidade técnica tanto no lado argentino quanto no boliviano. Considerando que existe atualmente um grupo de trabalho bilateral com o objetivo de viabilizar essa oferta para o mercado brasileiro, seria imprescindível que tal grupo fosse formalmente consultado quanto ao andamento das negociações e estudos, de modo a permitir que essa rota fosse apresentada como alternativa concreta aos investimentos propostos pelas transportadoras no Plano ora em consulta pública.</p> <p>Trata-se de uma possibilidade real, que embora dependa de investimentos a serem realizados no lado argentino — os quais devem ser acompanhados e monitorados —, não foi considerada como alternativa aos empreendimentos previstos pela TBG e pela NTS, destinados, respectivamente, à inversão de fluxo no tramo Norte do Gasbol e à implantação do Corredor Pré-Sal Sul. Esses dois investimentos, somados, representam um montante da ordem de R\$ 8 bilhões, valor que</p>

	<p>impactaria de forma significativa as tarifas de transporte a serem pagas pelos consumidores, sem que fossem apresentadas alternativas de menor custo ou de viabilidade similar.</p> <p>Cabe destacar que, em outros projetos do Plano, foram apresentadas alternativas excludentes de conexão para projetos semelhantes — como no caso da NTS, que propôs simultaneamente os gasodutos GASINF e GASOG para conexão do Terminal de Regaseificação do Açu, e no caso da TAG, com os gasodutos Nordestão e Gasfor, concorrentes entre si e também com o Gasoduto Rota do Bode. Todavia, para a expansão do Gasdut – Corredor Pré-Sal Sul, não foi sequer apresentada a alternativa da importação de gás de Vaca Muerta via Bolívia, o que representa uma lacuna relevante no processo de avaliação de opções e de otimização de investimentos.</p> <p>Portanto, deve ocorrer a inclusão do ponto de oferta resultante da Integração Gasífera entre Brasil e Argentina ou, alternativamente, a apresentação de justificativas claras para a ausência de menção à possibilidade de importação de gás de Vaca Muerta.</p>
12 ZENERGAS	<p>A Integração Gasífera entre Brasil e Argentina foi apresentada no Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte de 2024 (“PIG 2024”), publicado em 2025 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em um capítulo dedicado exclusivamente ao projeto. O capítulo indica que há um grupo de trabalho formado por representantes do Brasil e Argentina destinado especificamente para a análise de rotas logísticas que viabilizem a importação de gás natural argentino.</p> <p>Os estudos produzidos pelo grupo estimaram que, para o Gás de Vaca Muerta, o volume de gás movimentado nos anos iniciais do projeto atingiria 2,0 MM m³/dia, com perspectiva de crescimento progressivo, atingindo 10,0 MM m³/dia em 3 anos, e 30,0 MM m³/dia em 2030. A EPE descreve que foram ponderados aspectos de custo e eficiência de diferentes alternativas de rota para o Gás de Vaca Muerta, concluindo como mais rápida a rota de oferta ao Brasil a utilização do Gasbol, com a inversão do fluxo do Gasoduto Norte na Argentina e a estrutura existente na Bolívia.</p> <p>Ressalte-se que essa possibilidade de importação de gás de Vaca Muerta, via Bolívia, já foi testada e comprovou viabilidade técnica tanto no lado argentino quanto no boliviano. Considerando que existe atualmente um grupo de trabalho bilateral com o objetivo de viabilizar essa oferta para o mercado brasileiro, seria imprescindível que tal grupo fosse formalmente consultado quanto ao andamento das negociações e estudos, de modo a permitir que essa rota fosse apresentada como alternativa concreta aos investimentos propostos pelas transportadoras no Plano ora em consulta pública.</p> <p>Trata-se de uma possibilidade real, que embora dependa de investimentos a serem realizados no lado argentino — os quais devem ser acompanhados e monitorados —, não foi considerada como alternativa aos empreendimentos previstos pela TBG e pela NTS, destinados, respectivamente, à inversão de fluxo no tramo Norte do Gasbol e à implantação do</p>

	<p>Corredor Pré-Sal Sul. Esses dois investimentos, somados, representam um montante da ordem de R\$ 8 bilhões, valor que impactaria de forma significativa as tarifas de transporte a serem pagas pelos consumidores, sem que fossem apresentadas alternativas de menor custo ou de viabilidade similar.</p> <p>Cabe destacar que, em outros projetos do Plano, foram apresentadas alternativas excludentes de conexão para projetos semelhantes — como no caso da NTS, que propôs simultaneamente os gasodutos GASINF e GASOG para conexão do Terminal de Regaseificação do Açu, e no caso da TAG, com os gasodutos Nordestão e Gasfor, concorrentes entre si e também com o Gasoduto Rota do Bode. Todavia, para a expansão do Gasdut – Corredor Pré-Sal Sul, não foi sequer apresentada a alternativa da importação de gás de Vaca Muerta via Bolívia, o que representa uma lacuna relevante no processo de avaliação de opções e de otimização de investimentos.</p> <p>Diante de todos esses desenvolvimentos e alternativas em desenvolvimento, sugerimos a inclusão do ponto de oferta resultante da Integração Gasífera entre Brasil e Argentina ou, alternativamente, a apresentação de justificativas claras para a ausência de menção à possibilidade de importação de gás de Vaca Muerta.</p>
13 CIDADÃO 1	<p>Foi publicado em 2025 pela Empresa de Pesquisa Energética EPE o Plano Indicativo de gasodutos de Transporte de 2024 – PIG 2024 no qual é relatado que grupo de trabalho integrado por representantes do Brasil e da Argentina que analisam as rotas logísticas para importação de gás natural argentino: Integração Gasífera Brasil-Argentina.</p> <p>Esse grupo de trabalho estimou que para o Gás da Vaca Muerta o fluxo inicial seria de 2,0 milhões m³/dia, com perspectiva de 10,0 milhões m³/dia em três anos e 30,0 milhões m³/dia em 2030. Essa importação do Gás da Vaca Muerta via Bolívia, é viável tecnicamente, e pode ser a mais rápida rota de oferta ao Brasil por meio da inversão do Gasoduto Norte na Argentina.</p> <p>Dado existir grupo de trabalho bilateral ativo, é imprescindível consulta formal para incorporar tal rota como alternativa concreta às propostas da TBG e da NTS relativas à inversão de fluxo no Gasbol e ao Corredor Pré-Sal Sul. Esses investimentos somam cerca de oito bilhões de reais e podem elevar tarifas sem que tenham sido cotejadas opções de custo inferior. Há precedentes no próprio Plano de alternativas mutuamente excludentes para conexões de terminais. Exige-se, portanto, inclusão do ponto de oferta decorrente da integração Brasil-Argentina ou justificativo transparente para sua ausência.</p>
19 SCGÁS	<p>Cabe uma avaliação minuciosa dos valores apresentados para cada projeto, mediante definição prévia pela ANP de ritos de aprovação de investimentos, lembrando do necessário diálogo com o mercado, conforme sugerido no item 1. Apesar do relatório não indicar os montantes financeiros envolvidos, somente as fichas, aparentes inconsistências são observadas como, por exemplo, os valores apresentados para os Pontos de Recebimento de Biometano no GASBOL e NTS. São volumes associados relativamente baixos (200 mil m³/d e 120 mil m³/d, respectivamente), mas com um custo</p>

	<p>estimado 10 vezes superior um do outro (70MMR\$ e 7 MMR\$, respectivamente). Além disso, o primeiro traz uma margem de incerteza entre -50% e +100%, enquanto o segundo a margem é de -30% e -50%.</p>
21 IEE-USP	<p>"Contribuições Gerais</p> <p>A seção de Novos Pontos de Oferta apresenta iniciativas relevantes, mas carece de maior crítica quanto ao equilíbrio entre megaprojetos offshore e alternativas de menor CAPEX e maior flexibilidade. O Plano assume como inevitável a centralidade de GASLUB (Rota 3), Raia (Rota 5) e SEAP, sem avaliar adequadamente riscos da concentração em poucos empreendimentos. Essa abordagem pode induzir lock-in regulatório e financeiro, gerando sobrecustos tarifários que comprometem a competitividade do gás no Brasil.</p> <p>Recomenda-se que antes de novos dutos de grande porte, deve-se demonstrar que a demanda não pode ser atendida por ativos já disponíveis ou revitalizados (GASBOL, terminais de GNL, UTGCA, Porto do Açu, TRSP/Santos). A ausência dessa análise compromete a transparência metodológica e afasta o Plano de alinhamento com estudos da EPE e MME.</p> <p>Também é essencial incorporar cenários híbridos que combinem novos pontos de oferta com maior uso dos terminais de GNL, UPGNs próximas aos centros de carga (UTGCA) e bacias maduras. Portfólio diversificado reduz riscos de atraso e amplia a resiliência do sistema. Experiências da Europa e Ásia mostram que combinações de gasodutos e GNL resultam em sistemas mais robustos e menos expostos a choques externos.</p> <p>Contribuições Críticas a 4.3.3.1–4.3.3.3</p> <p>Nos itens referentes a GASLUB, Raia e SEAP, o Plano projeta forte expansão com base em megaprojetos offshore, mas sem explicitar riscos de atraso, sobrecusto e dependência. Experiências recentes nas Rotas 2 e 3 mostraram atrasos de cronograma e dificuldades de licenciamento altamente prováveis, comprometendo o suprimento previsto.</p> <p>No caso de GASLUB, reconhece-se a relevância estratégica, mas a projeção de pico (31,7 MMm³/d) contrasta com a limitação da rota (18 MMm³/d), gerando lacuna que deve ser mitigada com maior uso de terminais de GNL no Sudeste ou fluxos reversos.</p> <p>O projeto Raia depende de única rota (TECAB), ampliando risco de gargalo. É necessário prever redundâncias ou alternativas temporárias (FSRU, FLNG, swaps regionais) em caso de atrasos após 2028.</p>

22 ABEGÁS	<p>Já no SEAP, embora o potencial seja significativo (18 MMm³/d), a dependência exclusiva de conexão via TAG cria vulnerabilidade a entraves técnicos ou regulatórios. O Plano deveria considerar cenários complementares com integração ao Terminal de Sergipe e outros ativos regionais.</p> <p>Em síntese, esses projetos devem estar condicionados a análises comparativas de custo-risco e a gatilhos contratuais claros, evitando sobreposição de investimentos que onerem tarifas sem garantir segurança de suprimento.</p> <p>Contribuições Críticas a 4.3.3.4–4.3.3.5</p> <p>Nos itens sobre o Terminal Gás Sul (TGS) e o Terminal de Sergipe, o Plano reconhece a capacidade instalada, mas os apresenta de forma periférica, como complementares e flexíveis. Essa abordagem subestima o papel já desempenhado e o potencial desses ativos como pontos estruturais de suprimento.</p> <p>O TGS, com 15 MMm³/d e potencial para atender Sul e Paraná, deve ser tratado como central na estratégia de diversificação regional. Sua integração ao GASBOL, com expansão gradual do tramo sul e fluxos reversos, representa oportunidade de eliminar gargalos, ampliar redundâncias e reduzir dependência exclusiva de suprimento boliviano ou de megaprojetos offshore.</p> <p>O Terminal de Sergipe, com capacidade de 21 MMm³/d, figura entre os maiores pontos de entrada do país. Contudo, o Plano limita sua análise ao atendimento local e a papel flexível para térmicas. É necessário reconhecê-lo como hub regional, capaz de atender demandas industriais e térmicas, além de articular-se a futuros projetos de fertilizantes e petroquímica. O subaproveitamento de sua capacidade, diante da expansão de águas profundas, deve ser revisto à luz de matriz de criticidade robusta de curto e longo prazo.</p> <p>A oferta no GASLUB (Boa Ventura) de 18 Mm³/d (limite de escoamento do Rota 3), não considera as duas UTEs Boaventura que tiveram seus projetos alterados de ciclo fechado para ciclo aberto (400 MW cada) para atender ao Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP). Assim, com a eventual utilização dessas UTEs, nova análise da demanda deve ocorrer para que se verifique eventual oferta ao mercado de capacidades decorrentes, inclusive, de eventual substituição de outras térmicas.</p> <p>Adicionalmente, cabe uma avaliação minuciosa dos valores de investimentos apresentados para cada projeto do plano e seu rito de aprovação, mediante definição prévia pela ANP, incorporando o necessário diálogo com o mercado, conforme já considerado em contribuição anterior. Apesar do relatório não indicar os montantes financeiros envolvidos, somente as fichas de projetos, aparentes inconsistências são observadas como, por exemplo, os valores apresentados para os Pontos de Recebimento de Biometano no GASBOL e NTS. São volumes associados relativamente baixos (200 mil m³/d e</p>
--------------	--

	120 mil m ³ /d, respectivamente), mas com um custo estimado 10 vezes superior (R\$ 70 MM vs. R\$ 7 MM, respectivamente). Além disso, as margens de incerteza são elevadas e bem divergentes, entre -50% e +100%, enquanto o segundo projeto apresenta -30% e -50%.
25 ABRACE	Em relação ao Terminal Gás Sul, levando em consideração informações recentes, em que o navio foi deslocado, em função dos atrasos na realização do LRCAP e que a sua retomada está associada à definição da realização do referido leilão, pedimos esclarecimentos da ANP em relação à projeção da oferta de gás por este terminal, uma vez que no plano era esperada para partir de 2024 e o impacto nas simulações realizadas pelas transportadoras, caso esta oferta não se concretize no curto/médio prazo. Não está claro se o terminal somente se manterá viável ancorado à demanda térmica.

4.3.4. Pontos de Oferta Desconsiderados

Tabela 18 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.3.4

ID	Contribuição
2 EDGE	<p>Como mencionado ao longo da contribuição, a desconsideração do TRSP no Plano Coordenado proposto traz um descompasso no planejamento da malha dutoviária de transporte brasileiro.</p> <p>O art. 15, inciso III, da Lei do Gás estabelece que o Plano deve assegurar o atendimento à demanda, a diversificação das fontes de suprimento e a segurança de oferta de gás natural pelo horizonte de 10 (dez) anos, o que impõe a consideração de todos os projetos com efetiva capacidade de suprimento e relevância para o mercado nacional. No entanto, conforme pag. 28 do Plano Coordenado do Sistema de Transporte de Gás Natural, o TRSP foi, expressamente, excluído como ponto de oferta em razão da existência de uma discussão judicial relativa à classificação jurídica do gasoduto ""Subida da Serra".</p> <p>Desconsiderar o TRSP como uma alternativa de suprimento competitivo no maior mercado de gás brasileiro, além de não apresentar respaldo técnico, traz fragilidade ao Plano proposto, visto que não há avaliação do impacto em custo de suprimento.</p> <p>É importante ressaltar que a Edge realizou pedido de conexão à malha de transporte operada pela NTS em junho de 2024. O pedido refere-se à conexão da ETC (estação de transferência e custódia) licenciada do TRSP ao gasoduto denominado GASAN I.</p> <p>A distância aproximada entre a ETC do TRSP e o ponto mais próximo do GASAN I é de aproximadamente 20 metros. Esta conexão poderá viabilizar até 7,6 M m³/d de volume de gás para sistema de transporte e as tratativas para sua efetivação encontram-se em estado avançado.</p> <p>Ao contrário dos demais pontos de oferta desconsiderados pelo Plano — cujas exclusões se basearam em justificativas técnicas e operacionais plausíveis, como Pontos de Recebimento e Terminais de Regaseificação não operados atualmente — o TRSP representa um ativo estratégico para o equilíbrio da oferta, a promoção da concorrência e a redução da dependência de fontes concentradas de suprimento.</p> <p>A única razão apontada para a desconsideração do TRSP foi a existência de disputa judicial quanto à natureza do gasoduto "Subida da Serra". Esta trata-se de uma controvérsia jurídica, ainda pendente de conclusão, que não compromete a plena</p>

	<p>operação do terminal e, mais importante, não inviabiliza a conexão do TRSP ao sistema de transporte, motivo pelo qual o mesmo deve ser considerado no planejamento setorial brasileiro.</p> <p>O TRSP é um ponto de oferta relevante ao sistema nacional, visto que é um dos poucos Terminais de GNL no Brasil cuja utilização não está vinculada a uma termoelétrica, podendo facilmente ser utilizado para atendimento da demanda do mercado brasileiro.</p>
8 ARM	<p>A Lei do Gás exige que o Plano assegure demanda, diversificação de fontes e segurança de suprimento em horizonte de 10 anos, o que impõe a análise de todos os projetos com real capacidade de contribuição.</p> <p>Apesar disso, o Plano exclui o TRSP sob o argumento de sua conexão ao Gasoduto Subida da Serra. Essa justificativa não se sustenta: a classificação do ativo ainda é objeto de ação no STF, e a ARSESP já o reconheceu como de distribuição, nos termos do art. 25 da Constituição, configurando conflito federativo em que a ANP não tem competência exclusiva.</p> <p>Independentemente da controvérsia, não há motivo técnico para ignorar alternativas como a conexão do TRSP ao GASAN I (NTS, Cubatão). Ao contrário de outros pontos excluídos por razões operacionais, o TRSP é ativo estratégico para ampliar concorrência, equilibrar a oferta e reduzir a concentração do suprimento.</p> <p>Sua exclusão, portanto, é tecnicamente infundada e juridicamente questionável. A inclusão do TRSP é indispensável para a legitimidade do Plano.</p>
10 NEWEN	<p>O Plano proposto apresenta uma certa incoerência quando apresenta os Pontos de Oferta Desconsiderados, sobretudo quando se trata do Terminal de Regaseificação de GNL de São Paulo (TRSP).</p> <p>Pelo Plano apresentado, o estado de São Paulo terá uma rápida perda de suprimento local, via UTGCA em Caraguatatuba, o qual poderá somente ser compensado por ofertas crescentes de molécula oriundas do estado do Rio de Janeiro, as quais precisarão de massivos investimentos na malha de transporte.</p> <p>Essa alternativa desconsidera totalmente o baixo investimento necessário para conectar o TRSP à malha de transporte de gás natural nacional, dada sua proximidade com os gasodutos da NTS. O TRSP deveria ser considerado para atuar como uma oferta de suprimento estruturante para a região, com baixos custos atrelados ao sistema.</p> <p>O TRSP é um ativo operacional com capacidade de regaseificar até 14 MMm³/d de gás natural, localizado no maior polo de consumo industrial e térmico do país. A decisão de desconsiderá-lo do Plano é um erro estratégico para uma coordenação efetiva do sistema de gás natural brasileiro.</p>

	<p>Ademais, sobre os demais Pontos de Oferta Desconsiderados, a literatura internacional sobre segurança energética recomenda que sejam considerados inventários amplos de pontos de entrada, mesmo que momentaneamente descontinuados (como PR RPBC, PR REDUC e PR Pecém) para reduzir o risco de concentração excessiva e ter maleabilidade em caso de choque de ofertas.</p> <p>A visão determinista do Plano, de que ativos que não operaram nos últimos anos são descartados da avaliação, não leva em conta os diversos exemplos de campos e polos terrestres que após mudança de operador, ou avanço tecnológico, voltaram a produzir volumes consideráveis.</p> <p>Dessa forma, recomenda-se que seja justificado explicitamente as exclusões apresentadas com matriz de razões (ex.: hibernação, incerteza regulatória, capacidade não sustentável) e condicionalidades que reabilitariam o ponto (ex.: nova autorização, reativação de campo, compromisso contratual). Tal providência adiciona transparência sobre porque tais itens foram omitidos e como poderiam voltar ao cenário de forma a se evitar omissões arbitrárias e permitir monitoramento futuro.</p> <p>Sobre o TRSP, é necessário que haja a inclusão do TRSP como ponto de oferta estrutural atual e sejam incluídos cenários com a utilização de sua capacidade (mesmo que família de cenários com diversas porcentagens de utilização, como 30% / 60% /100%).</p>
11 SALOMON	<p>O art. 15, inciso III, da Lei do Gás estabelece que o Plano deve assegurar o atendimento à demanda, a diversificação das fontes de suprimento e a segurança de oferta de gás natural pelo horizonte de 10 (dez) anos, o que impõe a consideração de todos os projetos com efetiva capacidade de suprimento e relevância para o mercado nacional. Apesar disso, o Plano (p. 28) desconsidera o TRSP, sob a justificativa de que está conectado ao Gasoduto Subida da Serra - cuja natureza de transporte teria sido reconhecida pela ANP nas RDC nº 533/21 e nº 511/24 -, devendo ser considerado apenas em futuras revisões.</p> <p>Primeiramente, cumpre esclarecer que a classificação do Gasoduto Subida da Serra ainda se encontra em discussão no Supremo Tribunal Federal, em Ação Cível Originária pendente de julgamento. Trata-se, portanto, de uma controvérsia jurídica em discussão, que afasta a alegação de consolidação da natureza do ativo como gasoduto de transporte. Ademais, regista-se que a ARSESP já definiu e aprovou o referido gasoduto como de distribuição, nos termos do art. 25 da Constituição Federal, evidenciando típico conflito federativo no qual a ANP não detém competência para decidir sobre a matéria.</p>

	<p>Independente da controvérsia sobre a classificação do Gasoduto Subida da Serra, não há fundamentos para a exclusão de outros meios de conexão, especialmente diante da viabilidade da conexão do TRSP ao GASAN I, gasoduto integrante da malha de transporte da NTS na região de Cubatão. Ressalte-se que o TRSP se encontra a menos de 10 metros do GASAN I.</p> <p>Diferentemente de outros pontos de oferta desconsiderados pelo Plano— cujas exclusões se basearam em justificativas técnicas e operacionais plausíveis, como Pontos de Recebimento e Terminais de Regaseificação não operados atualmente — o TRSP constitui ativo estratégico para o equilíbrio da oferta, a promoção da concorrência e a redução da dependência de fontes concentradas de suprimento.</p> <p>Diante desse contexto, a desconsideração do TRSP revela-se não apenas tecnicamente infundada, mas também juridicamente questionável. O TRSP deve, portanto, ser incorporado ao planejamento setorial como elemento estratégico, sob pena de comprometer a legitimidade do Plano e sua aderência ao disposto no art. 15, inciso III, da Lei do Gás.</p>
12 ZENERGAS	<p>Não há fundamentos para a exclusão de outros meios de conexão do TRSP, especialmente diante da viabilidade da conexão do TRSP ao GASAN I, gasoduto integrante da malha de transporte da NTS na região de Cubatão. Diferentemente de outros pontos de oferta desconsiderados pelo Plano— cujas exclusões se basearam em justificativas técnicas e operacionais plausíveis, como Pontos de Recebimento e Terminais de Regaseificação não operados atualmente — o TRSP constitui ativo estratégico para o equilíbrio da oferta, a promoção da concorrência e a redução da dependência de fontes concentradas de suprimento.</p> <p>Diante desse contexto, a desconsideração do TRSP revela-se não apenas tecnicamente infundada e discriminatória. O TRSP deve, portanto, ser incorporado ao planejamento setorial como elemento estratégico, sob pena de comprometer a legitimidade do Plano e sua aderência ao disposto no art. 15, inciso III, da Lei do Gás.</p>
13 CIDADÃO 1	<p>O Plano deve assegurar o atendimento da demanda, diversificação de fontes e segurança de oferta por dez anos, nos termos do art. 15, III, da Lei do Gás, o que demanda consideração de todos os projetos com real capacidade de suprimento. O Plano desconsidera o TRSP sob o argumento de que está conectado ao Gasoduto Subida da Serra, cuja natureza de transporte teria sido reconhecida pela ANP na RDC 533/2021 e 511/2014 da ANP, adiando sua análise para revisões futuras.</p> <p>Primeiro, deve ser esclarecido que a classificação do Subida da Serra está sub judice, objeto de Ação Cível Originária junto ao Supremo Tribunal federal, questionando a natureza do ativo como gasoduto de transporte.</p>

	<p>Segundo a ARSESP, no âmbito de sua competência prevista no art. 25 da Constituição Federal, classificou o Subida da Serra, como gasoduto de distribuição, traduzindo conflito federativo no qual a ANP não detém competência decisória final.</p> <p>Terceiro, independentemente do litígio, não há razão técnica para excluir meios de conexão já reconhecidos pela NTS, notadamente a viabilidade de conexão do TRSP ao GASAN I.</p> <p>Os fundamentos utilizados para excluir outros pontos, baseados em indisponibilidades operacionais, não se aplicam ao TRSP, ativo estratégico para equilíbrio de oferta, estímulo à concorrência e redução da dependência de fontes de suprimento. Sua desconsideração é tecnicamente injustificada e juridicamente questionável. O TRSP deve integrar o planejamento, sob pena de violação ao art. 15, III, da Lei do Gás.</p>
21 IEE-USP	<p>A decisão de desconsiderar pontos de oferta no Plano, ainda que baseada em dados recentes, deve ser revista. O fato de ativos terem baixa utilização ou estarem hibernados não significa que devam ser excluídos do planejamento. A literatura internacional recomenda manter inventários amplos de pontos de entrada, mesmo em standby, para reduzir riscos de concentração e garantir alternativas em caso de choques de oferta.</p> <p>A seção atual transmite visão determinista: ativos sem operação recente são descartados sem avaliar condições de reativação, interesse de novos operadores ou mudanças regulatórias. No Brasil, polos terrestres retomaram produção após troca de operador ou avanços tecnológicos – como Alagoas e Recôncavo. Excluir ativos como RPBC e REDUC sem prever sequer cenários contingenciais compromete a resiliência e pode induzir novos investimentos sem aplicar o teste “infraestrutura existente primeiro”.</p> <p>Recomenda-se três ajustes metodológicos: (i) manter todos os pontos de entrada em inventário ampliado, mesmo como “latentes” ou “stand-by”; (ii) incluir métricas de custo-benefício de reativação versus novos projetos greenfield; (iii) prever chamadas públicas periódicas para aferir interesse de agentes no uso dos ativos, evitando abandono definitivo.</p> <p>Contribuições Críticas ao item 4.3.4.3 – Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP)</p> <p>O TRSP, com capacidade de 14 MMm³/d, é o único terminal de GNL em São Paulo, maior polo de consumo do país. Tratá-lo como “desconsiderado” no Plano até futuras revisões é um erro estratégico, pois desvaloriza ativo central para diversificação de rotas e mitigação de riscos de concentração em megaprojetos offshore.</p> <p>A exclusão é ainda mais questionável pela proximidade com a malha da NTS, o que o torna apto a fornecer volumes competitivos ao mercado paulista e demais mercados conectados com baixo custo adicional. A integração do TRSP via</p>

22 ABEGÁS	<p>GASAN é tecnicamente defensável e estrategicamente necessária para ampliar a competição e fortalecer o sistema nacional. A NTS, com mais de 2.000 km de gasodutos, responde por cerca de 50% do consumo nacional de gás e é a espinha dorsal do transporte no Sudeste e parte do Sul. Considerar o TRSP como reforço de suprimento conectado à malha é não apenas defensável técnica e regulatoriamente, mas essencial para segurança energética, integração e competição. Ignorar essa oportunidade subestima uma infraestrutura de rápida mobilização, baixo risco de atraso e alto valor estratégico.</p> <p>Recomenda-se que o Plano: (i) inclua o TRSP como ponto de oferta estrutural e ativo; (ii) inclua cenários de utilização de sua capacidade (40%, 50% até 90%) em combinação com outros terminais já operacionais (TRBG, TRBA, TGS, Sergipe); (iii) condicione novos projetos offshore a análises comparativas com o aproveitamento do TRSP e da UTGCA revitalizada. Essa revisão garantirá maior equilíbrio regional, transparência metodológica e competitividade, evitando que decisões de alto CAPEX sejam tomadas sem aproveitar ativos já prontos e estratégicos.</p> <p>Como alternativas a serem avaliadas, seria relevante o tratamento por análises técnicas e de investimentos, de forma a detalhar a viabilidade e os benefícios destes projetos. Situações como as seguintes devem ser consideradas nos planos:</p> <ul style="list-style-type: none"> I. da conexão imediata entre o sistema de transporte TRSP e a malha da NTS, considerando que está a poucos metros do GASAN (NTS), o que poderia fornecer ao sistema, de imediato, mais 4 MMm³/dia. Apesar de o Plano excluir o TRSP com a justificativa de que está conectado ao Gasoduto Subida da Serra, cuja natureza de transporte teria sido reconhecida pela ANP, o art. 15, III, da Lei do Gás exige que o Plano assegure demanda, diversificação de fontes e segurança de oferta em horizonte de 10 anos, incluindo todos os projetos com real capacidade de suprimento. A classificação do Gasoduto Subida da Serra ainda está em discussão no STF, em Ação Cível Originária pendente, o que afasta qualquer consolidação. Além disso, a ARSESP já aprovou o ativo como de distribuição, nos termos do art. 25 da CF, evidenciando conflito federativo em que a ANP não detém competência. Assim, independentemente da controvérsia jurídica, não há razão para excluir o TRSP, especialmente diante da possibilidade concreta de conexão ao GASAN I (malha NTS, Cubatão); II. da conexão e ampliação da capacidade de movimentação do gás pelo GASAN, proveniente do TRSP; III. do aumento na capacidade de escoamento do gás proveniente do pré-sal, sem afetar a qualidade do gás, a partir de adequação na Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Caraguatatuba; IV. do recebimento de gás da Argentina (produção Vaca Muerta) através de: <ul style="list-style-type: none"> • importação via GASBOL; • importação via TSB, com interconexão a TBG; • importação via o Paraguai.
--------------	---

	Estudos de alternativas são muito relevantes em um processo de planejamento.
25 ABRACE	Em relação ao TRSP, entendemos o motivo de as transportadoras não terem realizado a projeção da oferta deste terminal, devido às incertezas envolvidas no processo para conectá-lo ao transporte. Contudo, tendo em vista o impacto que poderá exercer sobre a demanda do sistema de transporte, pedimos esclarecimentos se o possível deslocamento da demanda foi considerado no cenário traçado. Se não foi, seria desejável que as transportadoras incluissem um cenário alternativo contemplando esse risco em suas projeções de demanda.

4.4 Estudo de Demanda

Tabela 19 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.4

ID	Contribuição
9 CBIE	Na seção da demanda, consideramos que a análise apresentada é superficial ao estabelecer um percentual fixo de crescimento de 2,0% a.a. sem capilaridade por tipo de consumidor, análise de bens substitutos, recortes estaduais ou mesmo regionais e diferenciação por intensidade energética dos consumidores. Adicionalmente, por se tratar de uma visão dos atuais detentores da malha de transporte atual, pouco ou nada contribui para o planejamento da expansão da oferta para demais estados hoje não atendidos por gasodutos de transporte, tampouco uma visão aprofundada da dispersão da oferta potencial de biometano em todo o território nacional para cômputo de um balanço de oferta e demanda de caráter nacional e com capilaridade estadual.
10 NEWEN	Sugere-se que o Plano seja revisado para adotar família de cenários alinhada ao BEN/EPE (conservador/moderado/otimista), modelagem probabilística para termoelétricas e distinção explícita entre demanda firme e demanda flexível; bem como publicar uma matriz de incerteza por segmento. Tal providência visa corrigir o viés metodológico de usar taxa única ou máximos históricos como base de projeto, melhora avaliação de risco de subutilização e orienta CAPEX.
12 ZENERGAS	Apenas um cenário é apresentado.
13 CIDADÃO 1	O Plano deveria trabalhar cenários múltiplos de oferta e demanda, dado seu papel estruturante. A análise com apenas um cenário é insuficiente e não fornece alternativas para instabilidades. Requer-se a inclusão de, no mínimo, três cenários.
21 IEE-USP	A análise de demanda apresentada pelo Plano parte de uma premissa de crescimento anual médio de 2% a.a. entre 2024 e 2033 para os segmentos residencial, industrial, automotivo e comercial. Embora essa taxa represente um desejo legítimo de expansão do gás natural como vetor da transição energética, a experiência histórica do mercado brasileiro sugere cautela quanto à sua plausibilidade. Há a necessidade de incorporar cenários probabilísticos e não deterministas. Cenários múltiplos (alto, médio e baixo crescimento), calibrados por séries históricas e projeções macroeconômicas realistas, aumentará a robustez da análise.

	<p>Ferramentas de modelagem estocástica (Monte Carlo, árvores de decisão) podem ser incorporadas para refletir incertezas sobre PIB, preços relativos de energéticos e políticas de descarbonização.</p> <p>Além disso, o Plano poderia diferenciar regionalmente o comportamento das demandas difusas. Os mercados do interior podem absorver mais biometano e apresentar maior crescimento setorial no agroindustrial. A região Sul tem limitações estruturais no GASBOL e gargalos que precisam ser eliminados para sustentar crescimentos de demanda. Mercados costeiros podem depender mais de terminais de GNL, mas podem enfrentar dificuldades com a competitividade da molécula. Pressupor taxa uniforme de 2% a.a. ignora as assimetrias regionais de oferta e de atratividade econômica.</p> <p>Em síntese: embora o crescimento de 2% a.a. represente um objetivo desejável para o papel do gás na transição, as realidades passadas não legitimam a premissa como linha única de planejamento. As previsões devem ser revistas em bases mais prudentes, com cenários múltiplos, diferenciação regional e mecanismos de revisão periódica, de forma a evitar um viés otimista que possa comprometer tanto a atratividade quanto a credibilidade do Plano da ATGás.</p>
25 ABRACE	<p>Ao contrário das projeções para a oferta de gás natural, as projeções de demanda parecem estar superestimadas. Ademais, não foram disponibilizados os dados históricos do consumo, fundamental para permitir a análise comparativa do cenário traçado. As expectativas apresentadas para 2028 e 2033 acompanham, apenas, as informações relativas às vazões máximas de cada ponto de saída (entrega) do sistema de transporte.</p> <p>Como mencionado, seria desejável, portanto, que as transportadoras fizessem projeções de demanda baseadas em três cenários: um cenário base, tendo em consideração o consumo histórico dos últimos 5 anos, e dois cenários de estresse para cima e para baixo, a fim de sensibilizar as premissas consideradas.</p> <p>Inicialmente destacamos que os dados históricos estão disponibilizados nos sites das transportadoras. Contudo, como já mencionamos, não há padronização na sua divulgação. Os dados estão em bases diferentes e com a nomenclatura distinta a depender do ano de divulgação e, em alguns casos, os números estão disponíveis em PDF. Assim, a partir de um tratamento inicial, conseguimos elaborar uma análise preliminar de alguns pontos da rede e compará-los com os cenários traçados pelas transportadoras. A análise pontual mencionada será apresentada nas seções a seguir.</p>

4.4.1. Consumo Residencial, Industrial, Automotivo e Comercial

Tabela 20 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.4.1

<p>Ao realizar o estudo da demanda, é possível identificar consumos constantes e com alta estabilidade. Tais demandas estão relacionados ao consumo do gás natural para fins residenciais, industriais, automotivos e comerciais, estando atrelados a um uso rotineiro com variações de pouco impacto no Sistema de Transporte de Gás Natural. Dessa forma, foi aplicada a previsão de crescimento de 2% a.a. sobre tais segmentos, que estão circunscritos pelas entregas às distribuidoras.</p> <p>(...)</p>	
ID	Contribuição
2 EDGE	<p>As premissas de crescimento de demanda utilizadas no Plano Coordenado necessitam de um profundo esclarecimento e revisão. A proposta de um crescimento linear de 2% ao ano para todos os segmentos de consumo não é verossímil e destoa da realidade econômica recente do país, resultando em uma visão excessivamente otimista.</p> <p>Para ilustrar essa distorção, basta analisar o segmento industrial, que representa a maior parcela do consumo. Nos últimos cinco anos, este setor apresentou um crescimento médio negativo de -0,9% ao ano, mesmo em um período no qual o PIB nacional cresceu 2,2% e o PIB industrial, 1,7%. Ignorar essa tendência histórica e projetar um crescimento robusto sem uma justificativa clara compromete a credibilidade de toda a análise.</p> <p>Essa premissa irrealista reforça a crítica já apresentada sobre a inadequação de se utilizar um cenário único de oferta e demanda. Para que o Plano seja uma ferramenta útil e confiável, é mandatório que ele incorpore uma análise com diversos cenários. Para a demanda industrial, especificamente, recomenda-se a modelagem de, no mínimo, três cenários: (a) um cenário base, alinhado ao contexto atual e sem crescimento de demanda; (b) um cenário otimista, como o já proposto no Plano; e (c) um cenário pessimista, que considere a possibilidade de crescimento negativo."</p>
9 CBIE	<p>O documento apresenta a projeção de demanda para os segmentos Residencial, Industrial, Automotivo e Comercial, adotando de forma arbitrária uma taxa de crescimento anual de 2,0% a.a. para todos eles. No entanto, cada um desses segmentos possui padrões e ritmos de consumo distintos, influenciados por fatores econômicos, tecnológicos e sazonais, de modo que a aplicação de uma taxa uniforme não necessariamente reflete a evolução real esperada. Essa premissa, portanto, merece ressalvas e comentários adicionais. De acordo com dados da ABEGÁS, o Brasil possui 4,8 milhões de clientes no segmento residencial, com consumo estimado em 1,8 milhão de metros cúbicos dia. Com base nesse número,</p>

	<p>o consumo residencial seria de cerca de poderia alcançar até 4.997,8 mil m³/dia no longo prazo (Considerando consumo médio residencial de 0,37 m³/dia; ABEGÁS).</p> <p>Ao comparamos dados globais, é possível encontrar penetração média de 14,3% de gás canalizado nas residências vs. média de 2,2% observada no Brasil. Dados do MME indicam que o país possui 94.426.391 consumidores de energia elétrica, indicando um potencial de 13.502.974 consumidores para gás canalizado no longo prazo (20 anos), resultando em uma taxa de crescimento médio de cerca de 5,3%. Em relação ao consumo de gás natural industrial, o Brasil possui 3.877 unidades consumidoras (Abegás, junho/25) com consumo de 26.384 mil m³/dia, indicando um consumo médio de 120,91 mil m³/dia por unidade.</p> <p>A CBIE Advisory analisou o número de empresas em estados-chave do consumo de gás natural no Brasil, encontrando 6.050 empresas de grande porte, que foram utilizadas como base para a construção da curva de demanda industrial. Aplicando o consumo médio verificado para cada um dos estados, encontramos um potencial de consumo adicional de até 35.269,3 mil m³/dia, indicando um aumento de até 133,7% em relação ao nível de consumo atual.</p>
10 NEWEN	<p>Recomenda-se que o Plano seja revisado e reenviado para consulta pública após a reavaliação das taxas de crescimento estimadas utilizadas. A taxa para o Plano deve utilizar evidência de mercado (mapeamentos, revisões de concessionárias, políticas estaduais) e permitir heterogeneidade de taxas (não aplicar 2% homogêneo para todos). Considerar adicionalmente cenário alternativo de penetração de eletrificação/eficiência. A adoção de uma taxa homogênea máscara diferenças de elasticidade e possíveis quedas por eletrificação/eficiência; justificativa necessária para projetar ramais e distribuição.</p>
11 SALOMON	<p>Novamente, é necessário um esclarecimento sobre as premissas utilizadas no Plano Coordenado.</p> <p>O Plano propõe um crescimento de 2% ao ano para todos os segmentos. Entretanto, esses dados não são verossímeis com a realidade atual do Brasil.</p> <p>Para esclarecer, o segmento industrial, responsável pela maior parcela do volume, apresentou crescimento médio de -0,9% ao ano nos últimos 5 anos. O crescimento médio do PIB foi de 2,2% enquanto o PIB industrial de 1,7%.</p> <p>Logo, a visão de crescimento de demanda do Plano proposto é demasiadamente otimista. Como questionado no item 4.2.1, qual o motivo para ter sido apresentado apenas um cenário de oferta e demanda?</p> <p>Para que o Plano possa ser utilizado de fato para seu objetivo, ele deve, no mínimo, considerar 3 cenários de oferta e demanda. Para demanda industrial, recomenda-se os seguintes cenários: (a) cenário base, com base no contexto atual,</p>

	sem crescimento de demanda, (b) um cenário otimista, como o proposto no Plano, e (c) um cenário pessimista, com crescimento negativo.
12 ZENERGAS	O Plano propõe um crescimento de 2% ao ano para todos os segmentos. Entretanto, esses dados não encontram respaldo na realidade atual do Brasil. Por exemplo, o segmento industrial, responsável pela maior parcela do volume, apresentou crescimento médio de -0,9% ao ano nos últimos 5 anos. O crescimento médio do PIB foi de 2,2% enquanto o PIB industrial de 1,7%.
19 SCGÁS	A projeção de demanda deve ser atualizada para a realidade atual. Nesse sentido: No caso da concessionária local de Santa Catarina – SCGÁS - nossa projeção prevê em torno de 650 mil m ³ /dia para SC2 (ou seja, praticamente a metade do previsto no referido Plano) e para SC1, um mercado de aproximadamente 1.350 mil m ³ /dia, totalizando 2 milhões de m ³ /dia, contra 2.810 previstos no plano (Vazão SC2 2028 prevista é de 1.250 mil m ³ /dia e da SC1 para 2028 é de 1.560 mil m ³ /dia).
21 IEE-USP	<p>Ao se examinar a plausibilidade das taxas de crescimento de 2% a.a. aplicadas de forma uniforme aos segmentos residencial, industrial difuso, automotivo (GNV) e comercial, surgem questionamentos adicionais.</p> <p>O consumo residencial e comercial no Brasil é estruturalmente marginal no total da demanda de gás natural. Mesmo em São Paulo, com a maior rede de distribuição do país e investimentos contínuos de expansão, os volumes consumidos são pouco representativos frente ao consumo industrial e à geração termelétrica. Crescimentos expressivos em termos percentuais nesses segmentos não se traduzem em grandes blocos de demanda capazes de ancorar expansão significativa da infraestrutura de transporte ou justificar megaprojetos de escoamento.</p> <p>Já o consumo industrial difuso encontra barreiras relevantes. Muitos segmentos competem diretamente com energia elétrica, carvão vegetal, biomassa e GLP, todos com vantagens logísticas ou tarifárias em determinadas regiões. Isso restringe a expansão do gás natural a nichos específicos (vidros, cerâmica, alimentos), mas sem escala suficiente para justificar novas rotas troncais de grande porte.</p> <p>Assim, ainda que seja possível projetar aumentos percentuais relativamente elevados para alguns desses segmentos, os volumes absolutos agregados permanecem limitados. Essa realidade precisa ser refletida na análise de demanda: o crescimento difuso, embora positivo e desejável, não é capaz de sustentar sozinho a expansão da infraestrutura de produção e transporte em grandes blocos, como previsto em cenários do Plano da ATGás.</p>

	<p>Portanto, recomenda-se que as projeções explicitem essa diferença entre “crescimento percentual” e “significado estrutural para o sistema”, sob pena de superestimar a importância dos segmentos difusos e induzir investimentos desproporcionais ao impacto real no equilíbrio oferta–demanda.</p> <p>O consumo de gás canalizado no Brasil tem apresentado baixa elasticidade ao crescimento econômico. A barreira não é apenas de infraestrutura, mas também de competitividade relativa do gás frente a outros energéticos (eletricidade, GLP, óleo combustível, biomassa). Planos excessivos de expansão de malhas de transporte revertem-se em incrementos tarifários que podem comprometer ainda mais a competitividade do gás no país.</p> <p>O mercado brasileiro de gás vem registrando estagnação estrutural há mais de uma década, com oscilações muito mais ligadas à geração termelétrica do que ao avanço das chamadas demandas difusas. Mesmo em regiões com alto dinamismo econômico, como São Paulo, não se verificou até aqui aumento material de consumo residencial e comercial, que seguem marginais. O consumo industrial tem sofrido competição ferrenha com fontes não-convencionais de energia, como bagaço de cana e outras biomassas, além de perder vitalidade na medida que a indústria brasileira sofre crises de produtividade, competitividade e de sobrevivência frente à concorrência de importações baratas, principalmente da Ásia.</p> <p>Por fim, o crescimento econômico e populacional do Brasil não respalda taxas tão expressivas. O PIB brasileiro cresceu, em média, abaixo de 2% ao ano nos últimos 15 anos, com volatilidade significativa. As projeções demográficas indicam desaceleração do crescimento populacional, especialmente nos centros urbanos mais atendidos por gás, o que limita o potencial de expansão orgânica das demandas difusas. Os movimentos migratórios direcionam-se ao Centro-Oeste, ou seja, se afastam das redes de gás.</p>
22 ABEGÁS	<p>A projeção de demanda deve ser atualizada para a realidade atual. Nesse sentido: A concessionária local de Santa Catarina – SCGás - prevê seu mercado em torno de 650 mil m³/dia para SC2 (ou seja, praticamente a metade do previsto no referido Plano) e para SC1, um mercado de aproximadamente 1.350 mil m³/dia, totalizando 2 milhões de m³/dia, contra 2.810 previstos no plano (Vazão SC2 2028 prevista é de 1.250 mil m³/dia e da SC1 para 2028 é de 1.560 mil m³/dia).</p> <p>A concessionária local de Alagoas – ALGÁS - prevê em 2026, uma demanda de aproximadamente 250 mil m³/dia, vazão inferior a 1/3 daquela apresentada pela TAG (864 Mm³/dia). Nesse sentido, o projeto denominado Ramal Pilar e PS Marechal Deodoro II não se faz necessário, pois o gasoduto atualmente existente (de transporte) já atende a demanda prevista. "</p>
25 ABRACE	<p>Para a projeção da demanda destes segmentos, as transportadoras consideraram um crescimento de 2% a.a. do consumo atual para todos os mercados (todas as distribuidoras), justificado pela característica de alta estabilidade com variações de pouco impacto no Sistema de Transporte de Gás Natural. Contudo não há qualquer informação sobre a motivação do uso deste percentual e qual o ano foi utilizado como base para o cálculo das projeções.</p>

	<p>Esse crescimento projetado, todavia, não reflete o comportamento histórico da demanda destes segmentos, portanto sugerimos que seja modificado para refletir a taxa histórica de crescimento, uma vez que nos últimos anos observa-se estabilidade ou até mesmo redução na demanda de segmentos significativos como o industrial, que segundo dados do MME, houve redução a uma taxa de 0,6% a.a. entre 2017-2024.</p> <p>Ainda, para o caso de São Paulo, especificamente, não foi considerado o possível impacto da operação do TRSP no deslocamento da demanda do transporte para a distribuição. Por isso, cenários de sensibilidade são importantes para testar a resiliência dos projetos, frente a variações da demanda e oferta, inclusive pelo uso de modais alternativos.</p> <p>Após essa estimativa inicial, cada transportadora refinou suas estimativas, por meio de consulta ao mercado realizadas entre 2021-23. No entanto, como já mencionado, tais informações não foram disponibilizadas no plano coordenado e, em uma busca no site das transportadoras, não conseguimos acessar informações relativas ao resultado dessa pesquisa. Assim, para que seja possível validar os cenários de demanda contemplados no plano proposto, pedimos a publicização dessas informações pelas transportadoras a nível estadual, juntamente com o histórico da demanda por capacidade por ponto de saída (recebimento).</p> <p>Tendo em vista que, recentemente, houve distinção entre a demanda por capacidade e os cenários traçados pelas transportadoras com significativo impacto tarifário, seria importante o detalhamento desses dados e premissas para validação pelo mercado.</p> <p>Na projeção informada no plano coordenado que envolve demanda não térmica, as projeções estão mais próximas ao máximo do que à média histórica, como é o caso, por exemplo dos pontos de Japeri I e II, Pindamonhangaba II, São Bernardo do Campo I e II, RBPC, RJ1 (Campos), ES1 (São Mateus), BA3 (Camaçari-Manati, cujo máximo histórico foi de 2451 MMm³/dia muito distante da média histórica 258 MMm³/dia), AL (Marechal Deodoro), MS1 (Campo Grande), SP3 (Sumaré), SC1 (Guaramirim).</p> <p>Diante do exposto, pedimos maiores esclarecimentos para a projeção de cada ponto apresentado no plano coordenado, em relação a metodologia e informações consideradas pelas transportadoras.</p>
27 FIESP	A projeção de crescimento anual de 2% na demanda dos segmentos residencial, industrial e comercial apresentada no Plano Coordenado carece de fundamentação técnica explícita e não encontra respaldo na análise histórica recente, que não demonstra um comportamento consistente com esse ritmo de expansão. O documento não apresenta a metodologia utilizada para chegar a essa taxa, tampouco fornece séries estatísticas, cenários macroeconômicos ou parâmetros de elasticidade-preço que sustentem tal previsão. Em um setor altamente sensível ao preço do gás, à competitividade frente

	<p>a outras fontes energéticas e ao ritmo da atividade econômica, é essencial que estimativas de crescimento estejam amparadas em estudos robustos e transparentes. A ausência desses elementos impede uma avaliação crítica e torna essa previsão arbitrária, comprometendo a credibilidade do plano e a racionalidade dos investimentos propostos com base nela.</p>
--	--

4.4.2. Usinas Termoelétricas (UTEs)

Tabela 21 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.4.2

Usinas Termoelétricas possuem um importante papel na redução de riscos relacionados a matriz elétrica nacional. Com as hidroelétricas compondo 62% da energia gerada (BEN, 2023), é essencial que seja feito o contrabalanceamento destas em períodos de baixa dos reservatórios.

A alta dependência do sistema em relação a frequências pluviométricas impõem uma alta imprevisibilidade dos despachos das termoelétricas, criando dificuldade no estabelecimento de uma sazonalidade específica para sua operação.

(...)

ID	Contribuição
1 DIAMANTE GERAÇÃO	<p>Otimização do Despacho Térmico e Segurança Energética</p> <p>A metodologia de considerar o máximo histórico de consumo (2018-2022) é adequada para garantir segurança energética. Contudo, sugere-se aprimoramentos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Cenários Climáticos Extremos: Incluir projeções baseadas em eventos climáticos extremos, como as enchentes de 2024 no RS, que afetaram severamente a infraestrutura energética regional. 2. Flexibilização do Despacho: Desenvolver estudos sobre flexibilização do despacho térmico na Região Sul, considerando a maior disponibilidade de gás natural via TGS e futuras importações argentinas. 3. Térmicas de Backup: Avaliar implantação de novas UTEs de backup na Região Sul, especialmente no RS, para reduzir dependência de transmissão de energia de outras regiões. 4. Integração com Renováveis: Analisar sinergia entre UTEs a gás e fontes renováveis intermitentes (eólica e solar), fortalecendo a complementaridade energética regional. 5. Térmicas Híbridas: Considerar projetos de UTEs híbridas (gás natural + biometano) para acelerar descarbonização e aproveitar potencial renovável regional.
2 EDGE	A abordagem do Plano Coordenado para o segmento termelétrico apresenta duas fragilidades centrais que precisam ser corrigidas: a premissa de demanda utilizada e a desconsideração do Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência de 2026 (LRCAP 2026).

	<p>Primeiramente, o Plano adota como cenário único a máxima histórica de despacho termelétrico, o que é metodologicamente incorreto. Esse patamar representa uma condição de estresse do sistema, e não a operação corriqueira. Basear todo o planejamento de expansão nesse cenário extremo leva a um sobredimensionamento da infraestrutura necessária, com risco de investimentos em CAPEX excessivos e desnecessários. A solução correta seria tratar a máxima histórica como um cenário de estresse, e não como o caso-base, e desenvolver uma análise com diversos cenários que reflita condições operacionais mais realistas.</p> <p>Em segundo lugar, e de forma ainda mais crítica, o Plano se precipita ao propor uma visão de longo prazo antes da realização do LRCAP 2026. Este leilão irá definir de forma substancial a demanda firme de gás para o setor elétrico, podendo alterar o volume a ser transportado de um patamar próximo de zero a até 50% do total do sistema.</p> <p>Diante disso, qualquer definição de projetos de gasodutos neste momento é prematura. Sugere-se que o Plano Coordenado seja suspenso e reapresentado para uma nova consulta pública somente após a realização do LRCAP 2026, incorporando os volumes efetivamente contratados e uma análise de cenários adequada.</p>
9 CBIE	<p>O Plano Coordenado aborda de forma muito simplória o despacho termelétrico no Brasil, além de parecer não levar em consideração planos de retrofit de usinas, aumento da carga no SIN e impactos da indústria 4.0. Ao analisarmos a projeção do consumo de gás para fins termelétricos proposto pela ATGás, observa-se que foi considerado o máximo histórico consumido pelas usinas nos quatro anos anteriores (2018-2022) limitando-o a 30.000 mil m³/dia.</p> <p>Consideramos que esse volume não condiz capta efeitos da reserva girante em tendência de queda e do crescimento de consumo projetado por parte dos impactos da indústria 4.0. Nossa modelo de oferta e demanda de energia elétrica leva em consideração a expansão de energia já contratada, além de empreendimentos previstos em projetos mais recentes, e o crescimento de demanda esperada para os próximos anos com base na elasticidade consumo-PIB considerada em nossos modelos.</p> <p>Em um cenário base, consideramos níveis de hidrologia mais em linha com a média histórica, o que permitiria maior despacho hidrelétrico ao longo do decênio, eliminando necessidades de potência adicional no curto prazo. Nesse cenário enxergamos necessidade de potência apenas no ano de 2027, estimado 1,42 GW, atingindo 32,57 GW no ano de 2034. No limite superior, consideramos maior estresse hidrológico nos próximos anos, variável que atua como limitante de geração hidroelétrica, impactando nos níveis de GSF e ENA considerados. Nesse cenário, é necessário um maior despacho termelétrico, antecipando a necessidade de potência para o ano de 2026 (0,48 GW) e atingindo 59,07 GW em 2034. No limite inferior, consideramos níveis hidrológicos em linha ou pouco acima da média histórica, movimento que permite grande despacho hidrelétrico bem como boa recomposição de reservatórios ao longo do período úmido, empurrando a</p>

	necessidade de potência apenas para o ano de 2029, com necessidade de potência estimada em menos de 0,88 GW e atingindo 12,52 GW em 2034. Conforme será apresentado a seguir, consideramos que a demanda de gás natural para a geração de energia elétrica pode atingir, em cenário base, até 70.410 mil m ³ /dia até o final da década, sendo que esse número pode ser superior a depender do cenário hidrológico futuro.
10 NEWEN	Como mencionado ao longo desta contribuição, uma das principais falhas existentes é a consideração de apenas um cenário que utiliza como base as máximas históricas de despacho termoelétrico (2018-2022) como parâmetro de segurança para dimensionamento das malhas de transporte. Essa premissa traz o cenário extremo como base da avaliação, gerando um viés pró-CAPEX que pode inflar os valores – já altos – pagos no uso do sistema de transporte de gás natural brasileiro. Nesse sentido, o Plano deve ser reavaliado para substituir o uso do máximo histórico por modelagem estocástica combinando hidrologia e penetração renovável; separar volume firme (UTE com contrato) de volume de despacho spot; calcular impactos em necessidade de capacidade (picos médios e percentis) e valor da flexibilidade (real Options). É recomendada a utilização de modelagem probabilística para conseguir quantificar o risco e valor de soluções modulares, para conseguir apresentar soluções mais flexíveis e resultados mais efetivos.
11 SALOMON	Sugere-se que o Plano seja definido e reapresentado para consulta pública somente após a realização conclusão da consulta pública acerca do novo leilão de reserva de capacidade de 2026 (LRCAP 2026) Dada a relevância do segmento termoelétrico no dimensionamento dos gasodutos de transporte, é indispensável confirmar os volumes a ele destinados com base em informações oficiais dos órgãos de planejamento elétrico. A simplificação adotada pelo Plano proposto de volumes com, ou sem termoelétricas, não traduz a realidade para o correto dimensionamento dos gasodutos necessários e não contribui para a modicidade tarifária. O LRCAP 2026 pode impactar de forma direta e substancial a dinâmica de oferta e demanda dentro do sistema de transporte de gás natural brasileiro. Existe uma precipitação em definir qualquer plano de gasodutos de transporte sem a definição do LRCAP, pois dependendo do leilão, os volumes do segmento podem representar quase 50% do volume total a ser transportado.
12 ZENERGAS	Em razão da recente publicação da consulta pública acerca do novo leilão de reserva de capacidade de 2026 (LRCAP 2026), sugere-se que o Plano seja definido e reapresentado para consulta pública somente após a realização do certame. Existe uma precipitação em definir qualquer plano de gasodutos de transporte sem a definição do LRCAP, pois dependendo do leilão, os volumes do segmento podem representar quase 50% do volume total a ser transportado.

	<p>A importância do segmento termoelétrico no volume total que dimensiona os gasodutos de transporte exige que se tenha confirmação dos volumes destinados ao segmento, informados por órgãos oficiais de planejamento elétrico. A simplificação adotada pelo Plano proposto de volumes com, ou sem termoelétricas, não traduz a realidade para o correto dimensionamento dos gasodutos necessários e não contribui para a modicidade tarifária.</p> <p>O LRCAP 2026 pode impactar de forma direta e substancial a dinâmica de oferta e demanda dentro do sistema de transporte de gás natural brasileiro.</p>
13 CIDADÃO 1	<p>Diante da Consulta Pública que trata do novo leilão de reserva de capacidade 2026 - LRCAP 2026, o Plano deve aguardar a conclusão do certame para ser reapresentado. A participação termoelétrica é determinante no dimensionamento dutoviário e pode variar de próximo de zero a cerca de metade do volume total. Em outros termos, o LRCAP pode impactar de forma profunda a oferta e demanda.</p> <p>Portanto, a simplificação proposta pelo Plano de volumes com ou sem termoelétrica não é compatível com a realidade para o correto dimensionamento dos gasodutos e não contribui para a modicidade tarifária.</p>
21 IEE-USP	<p>A opção do Plano da ATGás de projetar o consumo termelétrico com base no máximo histórico dos últimos quatro anos (2018–2022) merece revisão crítica. Embora esse procedimento ofereça uma margem de segurança, ele tende a distorcer a análise ao assumir máximas históricas como referência, desconsiderando a elevada volatilidade do despacho das UTEs e a baixa probabilidade de manutenção de patamares extremos de forma contínua.</p> <p>A geração termelétrica no Brasil é marcada por um padrão de picos e vales altamente dependentes das condições hidrológicas e, cada vez mais, do comportamento da geração renovável intermitente (eólica e solar). Os últimos 15 anos evidenciam que o gás natural tem servido como insumo de ajuste e segurança, mas em volumes extremamente variáveis: em alguns anos, o despacho supera 30 MMm³/d; em outros, cai a patamares mínimos próximos de zero. Essa variabilidade é estrutural e tende a se intensificar com a expansão renovável.</p> <p>Ao adotar máximas históricas como premissa de planejamento, o Plano cria o risco de superdimensionar a infraestrutura de transporte, induzindo projetos de alto CAPEX para atender a cenários de baixa recorrência. Essa prática não apenas onera tarifas de transporte, mas também incentiva investimentos que podem permanecer subutilizados na maior parte do tempo. Isso comprometerá a competitividade do gás em todos os demais mercados.</p> <p>Outro aspecto é que parte crescente da geração renovável já enfrenta dificuldades de escoamento para os mercados consumidores, em função de restrições da rede elétrica. Se novas demandas estruturais de eletricidade não se materializam com o ritmo esperado, a função de back-up do gás natural tende a permanecer altamente volátil e sazonal, em vez de estável e linear.</p>

	<p>O próprio PDE 2034 reconhece essa incerteza, ao apresentar cenários alternativos para os 8 GW de termelétricas inflexíveis previstas na Lei de Privatização da Eletrobras. A baixa adesão desses projetos em leilões recentes reforça a dúvida sobre sua efetiva contratação, o que impacta diretamente as projeções de consumo de gás. Nesse contexto, assumir consumos baseados em máximas históricas não encontra respaldo no planejamento oficial da EPE.</p> <p>Recomenda-se que o Plano adote: (i) Cenários múltiplos de consumo termelétrico (baixo, médio e alto), associados a diferentes condições hidrológicas e de expansão renovável; (ii) Modelagem probabilística (Monte Carlo, séries históricas ampliadas) para avaliar a frequência e magnitude dos picos de despacho, em vez de apenas replicar máximos pontuais; (iii) Integração com cenários elétricos do PDE 2034, incluindo a incerteza regulatória sobre as térmicas inflexíveis e a crescente importância das UTEs como back-up intermitente; e (iv) Avaliação de soluções complementares, como maior integração dos terminais de GNL, que podem atender picos sazonais de demanda sem exigir sobrecarga de gasodutos permanentes.</p> <p>Em síntese, as premissas do Plano parecem superestimar a relevância estrutural do consumo termelétrico contínuo e subestimar a realidade de que esse consumo continuará sendo altamente volátil e sazonal. A adoção de máximas históricas como base compromete a racionalidade da análise de demanda e pode induzir investimentos excessivos em infraestrutura. Um tratamento mais prudente, com cenários diversificados e metodologias probabilísticas, é essencial para alinhar o Plano da ATGás às práticas internacionais de planejamento energético e às diretrizes oficiais já reconhecidas pelo PDE 2034.</p>
25 ABRACE	<p>Para a projeção da demanda térmica foi considerado o consumo máximo histórico pelas usinas entre 2018-22. Todavia, questionamos se esse deve ser o melhor referencial utilizado pelas transportadoras, tendo em vista que o ONS publica a perspectiva rolante de despacho térmico para os próximos 5 anos no PEN (Plano da Operação Energética). Tendo em vista ser este um dado muito sensível e associado a decisões de políticas públicas, recomendamos que seja adotado os dados de utilização prevista do parque térmico nacional, definidos pelo ONS.</p> <p>Caso haja alguma mudança substancial que possa interferir e exigir investimentos urgentes no transporte, deve haver um mecanismo na metodologia de elaboração dos cenários possibilitando a revisão extraordinária. Essa é uma prática adotada no planejamento do transporte de gás natural na Europa.</p> <p>Por fim, pedimos esclarecimentos em relação aos pontos de dúvidas abaixo: A ATGás informa que “foram alocadas vazões superiores à vazão máxima nos pontos de entrega UTE Linhares, Marechal Deodoro II e Pecém, conforme indicado pelo mapeamento de demanda da transportadora, considerando-se a possibilidade de ampliação da capacidade desses pontos, caso necessário”. Sendo assim, indagamos: i) se houve algum estudo pelas transportadoras para corroborar essa</p>

	<p>estimativa; ii) qual foi a fonte de dados utilizada para mapear o possível aumento da demanda por essas térmicas; e iii) se a análise foi baseada em pesquisa de mercado e, em caso afirmativo, se houve atualização desses dados.</p> <p>Para a UTE Linhares, por exemplo, o máximo histórico dos últimos 7 anos (2018-2025) foi 1,2 MMm³/dia. A TAG considerou 1,9 MMm³/dia, portanto, superior à vazão máxima do ponto e ao do máximo histórico. Para Pecém, o máximo histórico condiz com a vazão máxima, mas a TAG considera um valor exponencialmente superior. Para a Termo Fortaleza, o máximo histórico é 1,58MMm³/dia, mas possui um consumo pontual. Nota-se que as transportadoras têm considerado térmicas Merchant (Termo Bahia, UTE Juiz de Fora, Norte Fluminense e Três Lagoas, por exemplo) e indisponíveis (Termo Fortaleza) para fins de planejamento sem a certeza de sua recontratação nos leilões do setor elétrico. Neste sentido, pedimos esclarecimentos acerca dos dados apresentados no cenário e utilizados na simulação da SIMPIPE, principalmente em relação a não terem contemplado cenários alternativos, neste sentido.</p> <p>Diante do exposto, pedimos maiores esclarecimentos para a projeção de cada ponto apresentado no plano coordenado, em relação a metodologia e informações consideradas pelas transportadoras.</p>
--	---

4.4.3. Refinarias e Fábricas de Fertilizantes (FAFENs)

Tabela 22 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.4.3

<p>As refinarias e fábricas de fertilizantes são a vos estratégicos importantes para o Brasil, compondo a indústria de base respectivamente, para o mercado de combustíveis e derivados do petróleo, e para a agroindústria. A relação de ambas com o transporte de gás natural é crucial, sendo estes os maiores consumidores industriais de gás, considerando seu setor como um todo.</p> <p>(...)</p>	
ID	Contribuição
2 EDGE	<p>A análise do Plano Coordenado é prejudicada por inconsistências e falta de clareza sobre as premissas de demanda, especialmente no que tange às Fábricas de Fertilizantes (FAFENs). Não está claro se as FAFENs, mencionadas na "Simulação de Condições Operacionais", foram de fato consideradas no documento principal da consulta pública, pois há uma visível desconexão entre os projetos listados nesse material e os apresentados nas Figuras 26, 27 e 28 do Plano. Agrava a confusão o fato de a própria Simulação utilizar um embasamento técnico que aponta para uma demanda inferior àquela adotada no Plano.</p> <p>Diante disso, faz-se necessário um esclarecimento sobre a metodologia e as premissas utilizadas. É preciso justificar a inclusão de projetos de FAFENs cujo status de desenvolvimento é incerto — um com obras paralisadas e outro ausente do plano estratégico da Petrobras. Além disso, a divergência nos volumes de demanda entre os documentos apresentados precisa ser sanada.</p> <p>Para que a consulta pública seja efetiva e permita manifestações objetivas, é mandatório que haja uma completa harmonização das informações em todos os documentos disponibilizados. O Plano deve, para cada projeto listado, indicar claramente a fonte que atesta seu estágio de maturidade, apresentar a concordância do proprietário do investimento em figurar no planejamento e, fundamentalmente, informar se há uma decisão final de investimento (FID) tomada.</p>
9 CBIE	Em sua análise sobre Refinarias e Fábricas de Fertilizantes, o Plano Coordenado utilizou para a estimativa dos valores futuros de demanda das refinarias a média histórica dos quatro anos anteriores. Consideramos que a análise sobre o tema

	<p>se deu de forma superficial, sem considerar, por exemplo, projetos greenfield, como no caso da planta de Linhares/ES, e Uberaba/MG, bem como demais projetos mais próximos aos centros de produção agrícola em fase de Pré FID no Brasil. Além disso, o documento cita apenas dois projetos de FAFENs, sendo eles a UFN III Três Lagoas – MS e a FAFEN – PR, em Araucária/PR, com capacidade de 2.260 mil m³/dia e 2.000 mil m³/dia, respectivamente.</p>
10 NEWEN	<p>Novamente, o único cenário apresentado no Plano apresenta um momento de estresse das FAFENs, por utilizar o valor máximo histórico dessa demanda. Para que o Plano possa ser, de fato, utilizado como base para a expansão do sistema, deve-se utilizar premissas que conversem com o histórico brasileiro.</p> <p>Dessa forma, o Plano deve ser revisto para ajuste das considerações utilizadas. Sugere-se projetar demandas industriais com base em contratos de off take esperados e cenários de retomada (ex.: FAFENs), com exigência de evidência de compromisso comercial para justificar ramais ou reforços; incluir análise de sensibilidade a ciclos internacionais (commodities). As demandas industriais são fortemente dependentes de contratos firmes; sem tais evidências, os investimentos correm alto risco de subutilização.</p>
11 SALOMON	<p>Na consulta pública, o Plano não deixa claro se as FAFENs mencionadas na Simulação de Condições Operacionais dos Projetos do Plano Coordenado das Transportadoras foram no consideradas no material publicado para consulta pública, uma vez que se verifica desconexão entre os projetos ali apresentados e aqueles constantes nas Figuras 26, 27 e 28 do documento em análise.</p> <p>Ademais, a própria Simulação mencionada acima traz um embasamento técnico para uma demanda inferior do que a apresentada no Plano.</p> <p>Portanto é importante o esclarecimento quanto à metodologia adotada para: (i) inclusão das FAFENs no Plano proposto, visto que das FAFENs contempladas uma está com as obras paralisadas e aguardando o avanço da Petrobras, enquanto outra não está presente no atual plano estratégico da empresa, e (ii) estimativa dos volumes de demanda, pois os documentos apresentados para Consulta Pública não são harmônicos nesse tema.</p> <p>É necessário que haja uma harmonização das informações presentes nos documentos enviados para Consulta Pública, a fim de permitir que o mercado e a sociedade se manifestem de forma adequada e objetiva.</p> <p>Assim como a indicação de qual a fonte que apresentou o real estágio das instalações consideradas no Plano e a concordância do proprietário do investimento, assim como a decisão final de investimento.</p>
12 ZENERGAS	<p>O Plano não deixa claro se as FAFENs mencionadas na Simulação de Condições Operacionais dos Projetos do Plano Coordenado das Transportadoras foram no consideradas no material publicado para consulta pública, visto que há uma desconexão entre os projetos lá apresentados e os constantes nas Figuras 26, 27 e 28 do Plano em análise.</p>

	<p>Adicionalmente, a própria Simulação mencionada acima traz um embasamento técnico para uma demanda inferior do que a apresentada no Plano.</p> <p>Logo, faz-se necessário um esclarecimento sobre a metodologia utilizada para (a) inclusão das FAFENs no Plano proposto, visto que das FAFENs contempladas uma está com as obras paralisadas e aguardando o avanço da Petrobras, enquanto outra não está presente no atual plano estratégico da empresa, e (b) estimativa dos volumes de demanda, pois os documentos apresentados para Consulta Pública não são harmônicos nesse tema.</p> <p>Para que o mercado e público possa se manifestar de forma objetiva, é necessário que haja uma harmonização das informações presentes nos documentos enviados para Consulta Pública.</p> <p>Assim como a indicação de qual a fonte que apresentou o real estágio das instalações consideradas no Plano e a concordância do proprietário do investimento, assim como a decisão final de investimento.</p>
21 IEE-USP	<p>A escolha metodológica do Plano de projetar o consumo de refinarias com base na média dos últimos quatro anos e das FAFENs com base no máximo histórico entre 2018e2022 carece de maior reflexão. Essa abordagem assume uma continuidade implícita da operação desses segmentos, mas ignora incertezas estruturais que podem alterar radicalmente sua trajetória de consumo.</p> <p>No caso das refinarias, parece pouco plausível assumir cenários de operação e consumo de gás constantes. Essas unidades estão sujeitas a pressões crescentes da transição energética, que pode reduzir o papel dos combustíveis fósseis nos centros de carga do país, sobretudo em grandes regiões metropolitanas. Ainda que refinarias sejam ativos de exportação e possam continuar operando para mercados externos, é razoável supor que parte da capacidade instalada perca competitividade frente a pressões ambientais, novas tecnologias de refino e políticas climáticas. Em vez de projetar consumo estável com base em médias históricas, o Plano deveria contemplar cenários de declínio, estagnação e reconfiguração do parque de refino. Por exemplo, refinarias no mundo inteiro estudam estratégias de substituição da produção de hidrogênio cinza (a partir da reforma de gás natural) por hidrogênio verde. Também buscam descarbonizar sua matriz de consumo de energia além de aprofundar políticas de eficiência energética.</p> <p>A adoção de médias históricas também desconsidera o impacto de mudanças na propriedade e gestão do parque de refino. A entrada de novos operadores privados pode tanto aumentar a eficiência e a utilização das unidades quanto, em cenários adversos, reduzir investimentos e comprometer sua competitividade. Há, portanto, grande incerteza regulatória e empresarial que deveria ser explicitada em cenários diferenciados de demanda.</p>

	<p>Quanto às FAFENs, utilizar o máximo histórico como premissa básica é arriscado. Embora seja legítimo reconhecer a importância estratégica de fertilizantes para a agroindústria nacional e os riscos de dependência externa — evidenciados pela recente crise geopolítica e pelas sanções à Rússia e Belarus — a operação plena das FAFENs depende de condições de competitividade do gás natural. No Brasil, historicamente, o gás não tem se mostrado competitivo para sustentar o funcionamento contínuo dessas plantas. As sucessivas paralisações e desativações de FAFENs nos últimos anos ilustram justamente essa dificuldade.</p> <p>A retomada de projetos como a FAFEN-MS (UFN3) e a FAFEN-PR, embora desejável sob a ótica da segurança alimentar e da balança comercial, não pode ser assumida como garantida. A materialização dependerá de políticas de incentivo, preços competitivos de gás e regulação que mitigue riscos de CAPEX e tarifas de transporte elevadas. Caso contrário, há grande chance de repetição de ciclos de paralisação.</p> <p>Outro ponto crítico é que tanto refinarias quanto FAFENs são grandes consumidores concentrados, e qualquer erro de premissa em relação à sua continuidade de operação impacta significativamente as projeções de demanda do Plano. O uso de médias ou máximos históricos como referência única ignora essa sensibilidade e pode induzir distorções relevantes na definição de novas infraestruturas.</p> <p>Em síntese, assumir médias ou máximos históricos como linha única para esses dois segmentos ignora riscos fundamentais. Refinarias podem perder espaço no mercado interno e depender de exportações cada vez mais incertas, enquanto FAFENs podem não sustentar operação plena sem suporte de políticas públicas. Um tratamento mais realista, probabilístico e vinculado à competitividade efetiva do gás é essencial para que o Plano da ATGás não sobrereste a demanda estrutural desses setores.</p>
22 ABEGÁS	Em consulta com a Concessão associada, não foi identificado a solicitação do cliente âncora previsto para a região do triângulo mineiro, assim como as Indústrias químicas da região. Há ciência de que o projeto de construção de 300 km para 2030, visando o atendimento à região do triângulo Mineiro, partindo do Gasbol, está em fase pré-conceitual, e conforme ficha apresentada, possui um valor elevado e com altos índices de incerteza. Assim, de forma a evitar a avaliação por um mercado potencial que poderia estar superdimensionado para o ano de 2030, solicita-se considerar neste momento a demanda de 6MM m ³ /dia nessa região. Consequentemente, o projeto de conexão de 300 km de Iacanga-Uberaba pode ser avaliado quando houver junto à Concessionária local a previsão dos respectivos empreendimentos, momento em que o referido projeto deve ser considerado em planejamentos.
25 ABRACE	A projeção realizada pelas transportadoras considerou a média histórica para as refinarias e o máximo histórico para as FAFENs. No entanto, verificamos alguns pontos e os valores parecem distintos dessas informações. Por exemplo, para a RNEST a média histórica verificada entre 2018 e 2025, é 1,4 MMm ³ /dia, no entanto a projeção considera um valor muito

	<p>superior 2,4 MMm³/dia próximo ao máximo histórico. O mesmo acontece para RLAM 14, cuja projeção está próxima do máximo histórico, 2,2 MMm³/dia. A média histórica é bem menor, 1,11 MMm³/dia.</p> <p>Diante do exposto, pedimos maiores esclarecimentos para a projeção de cada ponto apresentado no plano coordenado, em relação a metodologia e informações consideradas pelas transportadoras.</p>
27 FIESP	<p>A adoção de séries históricas de demanda entre 2018 e 2022 como base para a projeção de consumo de gás natural por refinarias e unidades de fertilizantes nitrogenados (Fafens) apresenta limitações significativas, especialmente diante das anomalias provocadas pela pandemia de COVID-19, que impactou intensamente a atividade econômica e industrial no período. Trata-se de uma base de dados defasada e atípica, incapaz de refletir as novas dinâmicas de mercado e os planos de reestruturação de grandes consumidores, como a Petrobras, que atualmente avalia a retomada da operação de algumas Fafens e o avanço de projetos industriais em segmentos intensivos em gás. Utilizar esses dados históricos sem ajustes ou cenários prospectivos robustos compromete a confiabilidade das projeções de demanda do plano coordenado.</p> <p>Além disso, a demanda das Fafens está diretamente condicionada à competitividade do preço final do gás natural, que inclui o custo da molécula, tarifas de transporte e distribuição, além de encargos setoriais. Em cenários de preço elevado, a produção nacional de fertilizantes torna-se economicamente inviável, competindo desigualmente com o produto importado. Essa elasticidade da demanda em função do preço não é abordada no plano apresentado, tampouco foram identificadas análises de sensibilidade ou estudos que simulem diferentes condições de mercado. Essa omissão impede uma avaliação realista sobre a atratividade dos investimentos em infraestrutura de transporte voltados a esse segmento industrial.</p> <p>Ao desconsiderar as condicionantes econômicas e as perspectivas dos grandes consumidores, o plano corre o risco de superestimar a demanda futura, conduzindo a decisões de investimento desalinhadas com a realidade do mercado. A priorização de projetos com base em projeções imprecisas pode gerar ativos subutilizados e custos desnecessários que serão repassados aos usuários por meio das tarifas reguladas.</p> <p>Portanto, é imprescindível que as projeções de consumo de gás natural considerem cenários atualizados, estudos econômicos detalhados e o envolvimento dos principais players da cadeia produtiva, de modo a garantir a racionalidade e eficiência do planejamento da malha de transporte.</p>

4.5. Novos Mercados

Tabela 24 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.5

ID	Contribuição
2 EDGE	<p>Solicita-se um esclarecimento sobre esta seção, pois o Plano não deixa claro se os projetos e potenciais de mercado aqui discutidos foram efetivamente incorporados nas projeções finais de demanda e nos estudos de rede.</p> <p>Para além dessa questão pontual, este caso evidencia a necessidade de maior coerência nas premissas de demanda e, fundamentalmente, da utilização de uma análise de vários cenários: O Porto do Açu é um exemplo emblemático: a zona industrial do porto, embora promissora, apresenta um histórico de avanço lento. Essa realidade lança incertezas sobre qualquer premissa que projete um crescimento acelerado para a localidade.</p> <p>Portanto, é crucial que o Plano adote cenários variados que reflitam não apenas o potencial futuro, mas também a velocidade real de maturação dos novos mercados.</p>
8 ARM	<p>Premissas frágeis, especialmente no Porto do Açu, com duplidade de projetos (Gasinf x Gasog).</p> <p>Vale ressaltar que A CNMC [5] (Espanha) só aprova projetos quando alternativas são comparadas em custo-benefício.</p>
9 CBIE	<p>Na seção de novos mercados, o documento não faz nenhuma menção a região Centro-Oeste do país, principal polo de produção agropecuária do país. A disponibilidade de gás natural na região gera maior segurança energética e alimentar, além de possibilitar a produção de fertilizantes em regiões próximas aos centros de consumo, diminuindo a necessidade de importação e custos logísticos associados.</p>
10 NEWEN	<p>Um tema central do Plano deveria ser a priorização dos projetos que serão desenvolvidos pelos Transportadores, porém não é apresentada uma metodologia clara de como será feita essa tomada de decisão. Os recursos são finitos e deve-se avaliar os projetos em prol do benefício que trarão ao sistema.</p> <p>Nessa linha, defendemos que o Plano deve ser revisto para considerar a elaboração de uma matriz de priorização de novos mercados (contrato mínimo esperado, LCoT do ramal, prazo de implementação, avaliação socioambiental e gatilhos de chamada pública). Tal providência evita decisões ex ante sem sinalização de demanda e reduz risco de investimento potencialmente ocioso.</p>

11 SALOMON	O Plano não deixa claro se os itens apresentados nesta seção foram incluídos ou não. Necessário esclarecimento. Todavia, é necessária coerência a respeito das premissas e a utilização de variados cenários. Um exemplo é o Porto do Açu, cuja zona industrial apresenta historicamente pouco avanço, o que traz uma insegurança às premissas utilizadas no Plano.
12 ZENERGAS	O Plano não deixa claro se os itens apresentados nesta seção foram incluídos ou não. Necessário esclarecimento. Todavia, é necessária coerência a respeito das premissas e a utilização de variados cenários. Um exemplo é o Porto do Açu, cuja zona industrial apresenta historicamente pouco avanço, o que traz uma insegurança às premissas utilizadas no Plano.
21 IEE-USP	O Plano acerta ao mapear novos polos de demanda e identificar gargalos existentes, mas peca ao informar se todos foram considerados no Plano ou não. Adicionalmente, a forma como os projetos são tratados sugere um viés em direção a grandes obras greenfield, sem aprofundar cenários alternativos baseados em otimização de infraestrutura já instalada.
25 ABRACE	Para fins de melhorar a transparência das informações dos investimentos necessários ao atendimento de novos mercados seria interessante que as transportadoras publicizassem, anexando à proposta do Plano Coordenado o mapeamento inicial da demanda realizado junto aos carregadores e potenciais carregadores. O processo utilizado nesse mapeamento deveria ser acompanhado pelo mercado (vide contribuições anteriores).

4.5.1. Porto do Açu

Tabela 26 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.5.1

O porto do Açu é uma nova área industrial em desenvolvimento, com grandes movimentações de gás natural e alto potencial de interface com o Sistema de Transporte de Gás Natural. Atualmente ele é composto por um parque termoelétrico e um terminal de GNL. Existem dois projetos distintos em desenvolvimento para conectar o Porto do Açu à malha integrada.	
ID	Contribuição
8 ARM	<p>Demandas projetadas de 6,5 MMm³/d para o polo industrial parecem inexistentes, dado o histórico da região.</p> <p>Reguladores exigem comprovação de contratos firmes antes de incluir grandes cargas industriais em planos de transporte.</p>
10 NEWEN	<p>O Plano proposto apresenta dois projetos distintos para conectar o Porto do Açu na malha de transporte, mas não traz um comparativo entre eles. Dessa forma, é necessário que o Plano seja revisto para inserir análise comparativa detalhada entre alternativas de conexão (GASINF/GASOG vs interconexões existentes), custo-benefício do terminal do Açu como fonte estruturante (não apenas peaker) e condição de utilização (contratos para térmicas/indústria). A análise também deve incluir contingência operacional para competição por berço/FSRU.</p> <p>O Plano destaca que Porto do Açu pode ser estratégico; no entanto, a omissão de análise detalhada pode criar viés indesejável na seleção de alternativas de investimentos.</p>
14 PRUMO LOGÍSTICA	<p>Item 4.5.1.2. Parque Termoelétrico do Açu Corrigir "Porto do Açu possui atualmente duas UTEs em operação (GNA I e GNA II) uma UTE em operação (GNA I) e outra UTE em construção (GNA II)". O correto é "Porto do Açu possui atualmente duas UTEs em operação (GNA I e GNA II)".</p> <p>Corrigir "Existe ainda o planejamento de até 2 novas UTEs a serem licenciadas nos próximos anos". O correto é "Existe ainda o planejamento de até 3 novas UTEs a serem desenvolvidas nos próximos anos".</p> <p>Corrigir "Dessa forma, o consumo previsto para os próximos anos é de aproximadamente 12,6 MM m³/d". O correto é "Dessa forma, o consumo previsto para os próximos anos é de aproximadamente 7,85 MM m³/d".</p> <p>Item 4.5.1.3. Zona industrial do Açu</p>

	Corrigir "Além das instalações supracitadas, a região industrial do Açu tem o potencial para o desenvolvimento de outras demandas industriais, como fertilizantes e siderurgia. Estima-se que estas demandas, se materializadas, somariam até 6,5 MM m ³ /d nos próximos 10 anos". O correto é "Além das instalações supracitadas, a região industrial do Açu tem o potencial para o desenvolvimento de outras demandas industriais, como fertilizantes e siderurgia. Estima-se que estas demandas, se materializadas, somariam até 28,2 MM m ³ /d nos próximos 10 anos".
21 IEE-USP	O complexo do Açu é um dos polos mais dinâmicos da nova geografia do gás no Brasil. A presença de um terminal de GNL (21 MMm ³ /d), de UTEs em operação e construção (12,6 MMm ³ /d, com parte inflexível), e do potencial para indústrias de fertilizantes e siderurgia (até 6,5 MMm ³ /d) o coloca como candidato a hub regional. O Plano, contudo, o trata quase exclusivamente como extensão natural do pré-sal. É fundamental reconhecer que a função estratégica do Açu está em sua versatilidade: integrar GNL, térmicas e indústria em arranjos que reduzem riscos de concentração em poucas rotas offshore. Recomenda-se estabelecer cenários nos quais o Açu seja testado como ponto de alívio para gargalos do Sudeste, inclusive como alternativa temporária a atrasos em Rota 3 ou Rota 5.
22 ABEGÁS	A proposta de construção de gasodutos bidirecionais no Porto do Açu, com eventual intenção de entrega direta de gás natural a consumidores finais viola os princípios estabelecidos pela Lei nº 14.134/2021 (Nova Lei do Gás), que determina a separação obrigatória entre as atividades de transporte, comercialização e distribuição. O Decreto nº 10.712/2021, que regulamenta a lei, reforça que o fornecimento de gás canalizado deve obedecer à regulação estadual, sendo de responsabilidade exclusiva das distribuidoras locais o atendimento a usuários. Portanto, qualquer proposta que exclua a rede de distribuição fere o princípio de acesso não discriminatório à infraestrutura, fragiliza a integração da malha gasífera e incentiva a segmentação do mercado — o que, por sua vez, prejudica agentes de menor porte e consumidores finais. <u>Diante disso, conclui-se que se deve promover medidas que respeitem o marco regulatório setorial.</u>
25 ABRACE	Para a projeção de conexão do Porto do Açu, a ATGás considera que, em grande medida, o perfil é flexível, mas não foram apresentados os valores de demanda esperados e os cenários foram elaborados, a partir da vazão máxima e para os gasodutos GASING e GASOG (rotas concorrentes). Sendo assim, gostaríamos de maiores esclarecimentos sobre a motivação de considerar a vazão máxima e se estes gasodutos estão sendo considerados como gasodutos de transporte ou de conexão, como é o caso do gasoduto de conexão ao Terminal Sergipe. Frisamos que, mesmo se forem consideradas a conexão do Porto do Açu ao transporte, será preciso avaliar, para fins de expansão e ampliação do sistema de transporte, o impacto dessa conexão de forma consistente, não pela vazão máxima do ponto, mas pelo perfil da demanda, de forma a alocar o risco e o custo do investimento de forma adequada, isto é, aos carregadores que serão beneficiados, caso não haja benefício sistêmico à conexão.

27 FIESP	<p>A proposta de conexão do Porto do Açu à malha integrada de transporte de gás natural, conforme apresentada no Plano Coordenado, carece de justificativas técnicas e econômicas claras que evidenciem os benefícios concretos para os consumidores ou para a própria operação portuária. Historicamente concebido para operar de forma isolada, com terminal próprio de GNL e infraestrutura voltada ao atendimento local e industrial, o Porto do Açu foi estruturado para prover soluções energéticas autônomas, alinhadas às necessidades específicas de sua zona industrial. A interligação ao sistema nacional de transporte pode, ao contrário do previsto, impor custos adicionais relacionados à reserva de capacidade, tarifas reguladas e eventuais adaptações técnicas, sem garantia de aumento na confiabilidade ou na competitividade do suprimento.</p> <p>Além disso, o plano não apresenta avaliação detalhada sobre o impacto dessa conexão para os usuários do sistema, tampouco indica qual será o ganho em termos de segurança de suprimento, redução tarifária ou eficiência operacional. Se o consumo no Porto do Açu já está equacionado com soluções logísticas locais, qual seria o racional técnico e econômico que justifica o investimento em infraestrutura de interligação? A ausência de estudos comparativos entre o modelo isolado e a operação integrada impede a análise do custo-benefício da medida. Sem essa clareza, o projeto pode acabar privilegiando interesses específicos, gerando encargos que serão socializados entre os carregadores do sistema sem o devido retorno em termos de eficiência ou ampliação do mercado consumidor.</p>
-------------	---

4.5.2. Extrema

Tabela 27 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.5.2

<p>Em janeiro de 2022, o governo de Minas Gerais aprovou a revisão tarifária da GASMEG no ciclo 2022-2026, incluindo a ampliação da rede de distribuição a partir do município de Extrema até o município de Pouso Alegre. Utilizando os dados fornecidos na Consulta Pública realizada no âmbito da revisão, elaborou-se a curva de atendimento prevista após a conexão com a rede de transporte da NTS.</p> <p>Constatou-se com a distribuidora local que, apesar de haver uma demanda esperada firme de 154 mil m³/d, há um mercado captável de 300 mil m³/d de gás natural na localidade.</p>	
ID	Contribuição
9 CBIE	Necessidade de adequar as projeções de demanda junto a estimativas da GASMEG.
10 NEWEN	Faz-se necessário revisar o Plano para incorporar estudo de sensibilidade da demanda estimada x demanda captável (154 mil m ³ /d vs 300 mil m ³ /d) e condicionamento do investimento à confirmação via chamada pública/contrato da distribuidora. Adicionalmente, deve-se incluir análise de alternativas (ramal curto vs ampliação distribuição) de forma a se evitar superdimensionamento baseado em expectativa não contratual.
21 IEE-USP	O projeto de expansão da Gasmeig mostra demanda captável de 300 mil m ³ /d frente a uma firme de 154 mil m ³ /d. O Plano apresenta o caso como exemplo de interiorização, mas traz apenas um cenário, sem considerar outras alternativas. Nesse contexto, seria recomendável uma revisão do plano para avaliar demais perspectivas.
22 ABEGÁS	A construção desse gasoduto é uma solicitação antiga para atendimento da região. O investimento deve ser minuciosamente avaliado, assim como a taxa de remuneração deve ser a regulatória.
25 ABRACE	Pedimos esclarecimentos à afirmação da ATGás: “constatou-se com a distribuidora local que, apesar de haver uma demanda esperada firme de 154 mil m ³ /d, há um mercado captável de 300 mil m ³ /d de gás natural na localidade”. Não ficou claro quais informações ou estimativas foram utilizadas para justificar a projeção de 300 mil m ³ /dia.

	<p>Ademais, segundo o relatório da SIMPIPE, “o ponto de entrega Extrema fica localizado em Minas Gerais e provavelmente irá demandar a criação de uma nova zona de saída no estado. Entretanto, para este estudo, a sua vazão foi alocada na zona de saída SP1, pois a intenção é verificar se é possível atender a capacidade do gasoduto Extrema junto ao GASCAR”. Mas no Plano Coordenado não há qualquer explicação sobre a adaptação do investimento, já que o investimento proposto considera o ponto de entrega do gás no município de Extrema (MG).</p> <p>Deste modo, pedimos esclarecimentos se para a opção de alocação em SP1 haveria alguma alteração no traçado e redução no custo do projeto.</p>
--	--

4.5.3. Gasoduto São Paulo – Uberaba/MG

Tabela 28 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.5.3

Gasoduto de aproximadamente 300 km visando o atendimento da região do triângulo mineiro com destino na cidade de Uberaba (MG).	
Este projeto levará, a par r do gasoduto da TBG, gás natural para a região de Uberaba – MG para atender à demanda de uma Fábrica de Fertilizantes e Indústrias Químicas, com potencial de demanda de 6 milhões de m³/dia.	
ID	Contribuição
9 CBIE	Ao analisamos as versões propostas pela EPE e pelo Plano Coordenado, podemos constatar que há grande divergência de CAPEX, resultando em tarifas mais altas para os consumidores de gás natural em geral. CAPEX (US\$mn/km) projetado pela EPE de US\$2,0mn/km,
21 IEE-USP	O projeto (300 km, 6 MMm ³ /d) é justificado pela instalação de uma nova fábrica de fertilizantes. Contudo, assumir toda a capacidade como demanda firme pode induzir um ativo ocioso. Sugere-se que a análise integre cenários de operação parcial ou suspensão da planta, evitando superdimensionamento. Ademais, trata-se de uma demanda que talvez só se materialize com suprimento de gás extremamente competitivo de Vaca Muerta, Argentina, que é cenário não explorado no Plano da ATGás. Nesse contexto, seria recomendável uma revisão do plano para avaliar demais perspectivas.
22 ABEGÁS	Conforme contribuição no item 4.4.3, em consulta com a Concessão associada, não foi identificado a solicitação do cliente âncora previsto para a região do triângulo mineiro, assim como as Indústrias químicas da região. Há ciência de que o projeto de construção de 300 km para 2030, visando o atendimento à região do triângulo Mineiro, partindo do Gasbol, está em fase pré-conceitual, e conforme ficha apresentada, possui um valor elevado e com altos índices de incerteza. Assim, de forma a evitar a avaliação por um mercado potencial que poderia estar superdimensionado para o ano de 2030, solicita-se considerar, neste momento, a demanda de 6MM m ³ /dia nessa região. Consequentemente, o projeto de conexão de 300 km de Iacanga-Uberaba pode ser avaliado quando houver junto à Concessionária local a previsão dos respectivos empreendimentos, momento em que o referido projeto deve ser considerado em planejamentos. Vale lembrar que alternativas de projetos de gasodutos (via TGBC e GASPAJ) também não foram continuados.
25 ABRACE	As discussões do Gás para Empregar apontam que a retomada dos projetos de fertilizantes depende da competitividade do preço do gás natural. Com isso, o governo espera realizar no próximo ano os leilões do gás da União com custo de molécula mais atrativo para fomentá-los, mas ainda há incertezas em relação à manutenção de volumes significativos no longo prazo, que possam sustentar tais projetos. Neste sentido, seria interessante que a simulação da SIMPIPE no fluxo

	da rede refletisse também cenários de incerteza, distinguindo aqueles projetos em estágios muito iniciais e não apenas cenários com corte temporal em 2028 e 2033.
27 FIESP	O projeto do gasoduto entre São Paulo e Uberaba, estimado em R\$ 5 bilhões para uma extensão de 300 km, levanta sérias dúvidas quanto à sua viabilidade técnica e econômica, especialmente por estar condicionado à operação de uma única âncora de consumo — a Fafen de Uberaba — cuja viabilidade, por sua vez, depende diretamente da competitividade do preço do gás. Sem um contrato firme de demanda que assegure o uso contínuo do duto, há um elevado risco de criação de um ativo ocioso, com custos expressivos que poderão ser repassados aos carregadores do sistema. Dada sua relevância e magnitude, tal empreendimento deveria ser obrigatoriamente submetido a uma chamada pública, permitindo que outros interessados apresentem propostas possivelmente mais vantajosas, inclusive com modelos alternativos de investimento e operação. A restrição da execução à TBG, sem abertura à concorrência, compromete os princípios de eficiência, transparência e racionalidade econômica, reforçando a necessidade de um planejamento colaborativo e orientado ao interesse público.

4.5.4. Gasoduto TBG – Curiúva/PR

Tabela 29 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.5.4

Gasoduto de aproximadamente 140 km visando o atendimento da região de Curiúva e Londrina no norte do Paraná. Este projeto levará, a partir do gasoduto da TBG, gás natural para a região de Curiúva e Londrina para atender primordialmente à demanda da Companhia Paranaense de Gás (COMPAGAS) com potencial de consumo de 700 mil m³/dia.	
ID	Contribuição
9 CBIE	O gasoduto contaria com uma extensão de 140 km visando o atendimento da região de Curiúva e Londrina no norte do estado do Paraná. Este projeto levará, a partir do gasoduto TBG, gás natural para a região de Curiúva e Londrina para atender primordialmente a demanda da Companhia Paranaense de Gás (COMPAGÁS) com potencial de consumo de 700 mil m ³ /dia. Dimensões projetadas para a infraestrutura desencadeiam tarifas altas, alcançando US\$5,0143/MMBTU, conforme projeções da CBIE Advisory.
15 COMPAGÁS	O Gasoduto TBG - Curiúva/PR visa disponibilizar um novo ponto de entrega (city-gate) no município de Curiúva-PR, através da implantação de um gasoduto de transporte regional de cerca de 140 km de extensão, de modo a viabilizar a distribuição de gás natural e biometano de forma canalizada pela Companhia Paranaense de Gás (COMPAGAS) à região Norte do estado do Paraná, em especial aos municípios de Ortigueira-PR, Telêmaco Borba-PR, Londrina-PR, Maringá-PR e suas regiões metropolitanas. O projeto em questão converge com a estratégia de expansão da companhia estadual, que através de metas contratuais com o Poder Concedente (Estado do Paraná) deve antecipar o atendimento a estas regiões através de redes isoladas, bem como buscar sua interligação ao sistema de transporte ao longo do período de concessão. A partir de out/2025, a COMPAGAS iniciará o fornecimento aos primeiros usuários no município de Londrina-PR, através de uma rede local de cerca de 12 km de extensão. A partir de 2026, está previsto o início de fornecimento para Maringá-PR, através de outra rede local de cerca de 17 km de extensão. O Gasoduto TBG - Curiúva/PR, se implantado de forma coordenada com a expansão da rede de distribuição da COMPAGAS, atenderá um potencial de mercado de cerca de 300 mil m ³ /dia já a partir de 2030, com potencial de crescimento para cerca de 600 mil m ³ /dia até 2050. Além disso, a infraestrutura de transporte e distribuição, de forma combinada, disponibilizará o gás canalizado para cerca de 29 novos municípios, que representam cerca de 16% do PIB total do estado do Paraná, atualmente o quarto maior PIB entre os estados brasileiros, fortalecendo a cadeia do gás com a ampliação da infraestrutura de transporte por dutos, possibilitando que a distribuidora possa implantar novos eixos de conexão, mantendo a competitividade de suas tarifas e promovendo o desenvolvimento regional com a atração de novas indústrias. Cabe ressaltar que o gasoduto deve entrar

	em operação até 2030/2031, de forma a se alinhar ao Plano de Negócios da COMPAGAS e não impactar o atendimento à região.
21 IEE-USP	As premissas de consumo utilizadas pelo plano para ancorar a expansão do tramo sul do GASBOL não parecem refletir os compromissos firmes demandados em chamadas de capacidade da TBG. Recomenda-se estudar soluções e cenários alternativos, além da utilização de hubs de GNL de pequena escala alinhados ao perfil de consumo local.
22 ABEGÁS	<p>O Gasoduto TBG - Curiúva/PR disponibilizará um novo ponto de entrega (city-gate) no município de Curiúva-PR, através da implantação de um gasoduto de transporte regional de cerca de 140 km de extensão. Este gasoduto viabilizará a distribuição de gás natural e biometano de forma canalizada, pela Companhia Paranaense de Gás (COMPAGAS), à região Norte do estado do Paraná, em especial aos municípios de Ortigueira-PR, Telêmaco Borba-PR, Londrina-PR, Maringá-PR e suas regiões metropolitanas. O projeto em questão converge com a estratégia de expansão da companhia estadual, que através de metas contratuais com o Poder Concedente (Estado do Paraná) deve antecipar o atendimento a estas regiões através de redes isoladas, bem como buscar sua interligação ao sistema de transporte ao longo do período de concessão.</p> <p>A partir de out/2025, a COMPAGAS iniciará o fornecimento aos primeiros usuários no município de Londrina-PR, através de uma rede local de cerca de 12 km de extensão. A partir de 2026, está previsto o início de fornecimento para Maringá-PR, através de outra rede local de cerca de 17 km de extensão. O Gasoduto TBG - Curiúva/PR, se implantado de forma coordenada com a expansão da rede de distribuição da COMPAGAS, atenderá um potencial de mercado de cerca de 300 mil m³/dia já a partir de 2030, com potencial de crescimento para cerca de 600 mil m³/dia até 2050. Além disso, a infraestrutura de transporte e distribuição, de forma combinada, disponibilizará o gás canalizado para cerca de 29 novos municípios, que representam cerca de 16% do PIB total do estado do Paraná, atualmente o quarto maior PIB entre os estados brasileiros, fortalecendo a cadeia do gás com a ampliação da infraestrutura de transporte por dutos, possibilitando que a distribuidora possa implantar novos eixos de conexão, mantendo a competitividade de suas tarifas e promovendo o desenvolvimento regional com a atração de novas indústrias.</p> <p>Cabe ressaltar que o gasoduto deve entrar em operação até 2030/2031, de forma a se alinhar ao Plano de Negócios da COMPAGAS e não impactar o atendimento à região.</p>

4.5.5. Estudo de Gargalos

Tabela 30 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.5.5

As origens das restrições de escoamento na malha de transporte, estão relacionadas ao aumento de demanda acima das capacidades do projeto original, alterações nos cenários de oferta e demanda e questões regulatórias e de segurança, que obrigam o transportador a reduzir a pressão máxima operacional de certos gasodutos, dentre outros elementos.

A identificação dos gargalos presentes no sistema de transporte é crucial. A partir desta metodologia é possível estabelecer os limites de capacidade no Sistema de Transporte de Gás Natural. No entanto, nem toda identificação de um gargalo necessariamente é um indicativo de uma situação de restrição de abastecimento.

Para avaliar adequadamente o impacto da restrição presente no Sistema de Transporte de Gás Natural, é necessário cruzar as limitações logísticas com o cenário de ofertas e demandas, identificando assim os riscos e necessidades de ampliação e investimentos em confiabilidade.

ID	Contribuição
1 DIAMANTE GERAÇÃO	<p>Solução Estrutural para Gargalos e Ampliação de Capacidade</p> <p>Os gargalos identificados na malha TBG representam limitações críticas para atendimento da Região Sul. Recomenda-se:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Priorização da EMED Replan: Acelerar aprovação da ANP para ampliação da capacidade de recebimento da EMED Replan/SP para 25 MM m³/d, viabilizando maior transferência de gás nacional para o Sul. 2. By-pass da ERP Araucária: Concluir urgentemente a adequação da ERP Araucária para permitir reversão de fluxo e aproveitamento pleno da capacidade do TGS (de 5 para 12,5 MMm³/d). 3. ECOMP Gaspar: Implementar a estação de compressão no município de Gaspar/SC como prioridade, dado seu papel na confiabilidade operacional e flexibilidade entre zonas de saída. 4. Expansão do Trecho Sul: Detalhar cronograma e especificações técnicas para expansão do trecho sul do GASBOL, incluindo novas estações de compressão e loops. 5. Integração com Novos Projetos: Assegurar que a remoção dos gargalos seja coordenada com projetos futuros, como gasoduto Uruguaiana-Triunfo e terminais de GNL em SC.

	6.	Estudos de Demanda Reprimida: Realizar análise específica da demanda reprimida na Região Sul devido aos gargalos atuais, quantificando potencial de crescimento industrial e energético
6 MITSUI		<p>Projetos como esse são importantes para desenvolver soluções, superar gargalos e eventuais congestionamentos, no entanto, deve ser levada em consideração a possibilidade de inversão de fluxo também entre a região nordeste e sudeste, uma vez que a potencial entrada do SEAP poderia significar um cenário em que o NE passe a enviar gás para o SE.</p> <p>Sugerimos avaliar cenário de entrada do SEAP e não necessidade da ECOMP Itajuípe, ou se a ECOMP seria necessária inclusive com a entrada do SEAP. Que seja inclusive demonstrada a vantajosidade da solução em comparação ao atual produto de descongestionamento criado para resolver esse gargalo.</p> <p>Importante projeto para aumentar a flexibilidade e confiabilidade entre RS e SC, no entanto carece de detalhamento dos custos, impactos tarifários e análise de potenciais alternativas mais eficientes, se existirem.</p>
8 ARM		<p>O plano apresenta duplicidade de investimentos e não inclui biometano, GNL ou gás argentino.</p> <p>A omissão de alternativas viola o princípio da modicidade tarifária e a boa prática de planejamento least-cost (FERC [1]).</p>
10 NEWEN		<p>Recomenda-se ajuste no Plano para transformar o diagnóstico de gargalos em Plano de Ações Prioritárias com custo estimado, prazo e gatilhos (low cost fixes, ECOMPs, loops, ERP upgrades), e aplicar análise custo benefício e sensibilidade por gargalo. Deverá ser incluído monitoramento periódico e critérios de desbloqueio (contratos/uso).</p> <p>Há evidências suficientes da possibilidade de se priorizar intervenções de baixo CAPEX e alto impacto; e um plano operacional pode vir a facilitar a alocação eficiente de recursos.</p>
17 PBGÁS		<p>No que se refere à eliminação de gargalos, torna-se prioritária a realização de investimentos que atendam às necessidades já apontadas pelos estados da Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará. Esses projetos devem ser direcionados para a remoção de restrições operacionais que limitam a expansão do mercado local, garantindo maior flexibilidade de atendimento às distribuidoras e consumidores industriais.</p> <p>Na Paraíba, em especial, há previsão de participação de projetos termelétricos no Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) 2026, que demandarão infraestrutura compatível para viabilizar sua inserção no sistema. Dessa forma, é essencial que os investimentos sejam orientados a assegurar tanto a continuidade do abastecimento atual como a integração de novos empreendimentos estratégicos para a matriz energética regional.</p>

20 SULGÁS	<p>Sobre o Projeto ECOMP Gaspar (SC) - TBG_001</p> <p>Este projeto é de natureza altamente estratégico para a garantia do suprimento ao mercado gaúcho. Embora localizado em Santa Catarina, seu racional de aumentar a confiabilidade operacional e permitir o remanejamento de capacidade (aproximadamente 400 mil m³/dia) atende parcialmente às necessidades de segurança energética do Rio Grande do Sul.</p> <p>A importância deste investimento reside na resiliência que agrega a um sistema de transporte que já opera sob estresse. A recente experiência vivida em 2024, durante as enchentes que assolaram o estado, demonstrou e reforçou a criticidade do gargalo existente na infraestrutura de transporte. Naquela ocasião, o acionamento emergencial da UTE Canoas para garantir o fornecimento de energia elétrica evidenciou a necessidade de ampliação da capacidade do sistema de transporte garantindo robustez e flexibilidade no suprimento de gás. A ECOMP Gaspar, nesse cenário, proporcionará uma margem de segurança operacional indispensável para suportar as demandas concorrentes e sustentar seu crescimento, ancorados na expansão da rede de distribuição e a conexão de novas plantas industriais.</p> <p>Prazo de conclusão e viabilidade econômica são fatores chave para o sucesso da implantação do projeto. Relativamente aos custos previstos, há evidente necessidade de análise aprofundada uma vez que são elevados se comparado a outros projetos similares dentro do próprio plano. Quanto ao prazo de conclusão, previsto para 2029, notadamente é prazo demasiado extenso haja vista a necessidade já estabelecida no sistema oferecendo riscos à segurança energética.</p>
21 IEE-USP	<p>O mapeamento dos gargalos da NTS, TAG e TBG é positivo, mas o Plano os descreve como barreiras a serem eliminadas via CAPEX pesado, sem avaliar alternativas de gerenciamento.</p> <p>NTS: Gargalos no Vale do Paraíba e na interconexão com a TBG refletem o escoamento concentrado em rotas do pré-sal. Em vez de apenas prever reforços físicos, seria mais racional explorar o TRSP/Santos e outros terminais de GNL como válvula de alívio para a RMSP, reduzindo pressões sobre a malha.</p> <p>TAG: Gargalos do GASENE decorrem de estações de compressão nunca instaladas. O Plano assume como solução a construção tardia dessas obras. É preciso considerar o uso de GNL no Nordeste (Bahia, Sergipe, Suape) como substituto, sobretudo dado o dinamismo do mercado regional. A própria incompletude do GASENE pela Petrobras em sua fase inicial de construção traduz o peso econômico que pode representar um planejamento inadequado e fundado em premissas equivocadas.</p> <p>TBG: Gargalos no Sul são descritos corretamente, mas a resposta é tratada apenas como aumento de compressão e expansão da malha. Recomenda-se maior integração com o Terminal Gás Sul (15 MMm³/d), que pode suprir RS e SC com</p>

	menor risco e em saltos escalonáveis, até que novas demandas firmes se comprovem e se apresentem em chamadas de capacidade da TBG.
22 ABEGÁS	<p>Como contribuição metodológica, indicamos que o estudo de gargalos deve avaliar alternativas de oferta de gás e rodar as simulações com demandas que estejam atualizadas, de forma que investimentos a serem sugeridos sejam prudentes e eficientes.</p> <p>Eliminar alguns gargalos atualmente existentes no sistema de transporte de gás natural é essencial para viabilizar a expansão da capacidade de entrega. Tal situação é possível de observar regiões localizadas na ponta do sistema de transporte no Nordeste e na região Sul do Brasil.</p> <p>Entraves podem representar o principal obstáculo à ampliação dos volumes comercializados pelas distribuidoras locais nos próximos anos. A superação dessas limitações é, portanto, o fator mais crítico para garantir o atendimento à demanda regional, promover a segurança energética e assegurar a eficiência dos investimentos em infraestrutura.</p> <p>Nesse sentido, solicita-se detalhamentos de projetos como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Instalar duto de by-pass permanente na estação de SERRA DO MEL – RN; • Ampliar capacidade de compressão de MACAÍBA-RN; • Ampliar o by-pass permanente de JABOATÃO até GOIANIA – PE."
25 ABRACE	<p>Os cenários de oferta e demanda são essenciais para a identificação de gargalos que possam comprometer o abastecimento e a segurança operacional do sistema. Diante disso, o ponto de partida deveria ser a discussão do status atual do sistema para a identificação de gargalos que existam ou possam vir a existir no curto prazo, a partir das expectativas de oferta e demanda que muito provavelmente se realizarão.</p> <p>Assim, pedimos à ANP que seja proporcionada ao mercado as condições operacionais atuais das infraestruturas existentes, indicando as capacidades técnicas, disponíveis e ociosas em uma visão integrada, inclusive o perfil de alocação de capacidade para o mercado termelétrico. Frisa-se que entender o dimensionamento das infraestruturas existentes associando-o com a lógica de utilização de capacidade é fundamental para que o mercado possa melhor contribuir com o processo de elaboração do plano coordenado.</p> <p>Para corroborar o nosso pedido, citamos as premissas adotadas na metodologia para elaboração dos projetos de infraestruturas pela ENTSOG, na Europa: "<i>[a] proper description of the existing infrastructures endowment represents one of the first steps to build a reliable assessment framework. This is essential as a basis for defining further development of the</i></p>

	<p><i>grid and for accurate project assessment" (https://www.entsog.eu/sites/default/files/2019-03/1.%20ADAPTED%20CBA%20Methodology%20document%20EC%20APPROVED.pdf)</i></p> <p>Para a NTS, alguns carregadores se posicionaram publicamente em alguns fóruns sobre a importância do investimento na ECOMP Japeri, a fim de evitar contingências devido a restrições operacionais, principalmente pela reversão do fluxo de oferta entre o gás importado da Bolívia e o gás do Pré-sal. Isso é comprovado no plano coordenado, uma vez que ela se faz necessária em todos os cenários simulados. Mas, ainda, será necessário avaliar a necessidade de todo o investimento previsto para o Corredor Pré-sal, frente ao investimento na ECOMPs-Japeri. Não ficou claro se há concorrência entre esses investimentos, uma vez que possuem o mesmo objetivo.</p> <p>Em relação à TAG, por sua vez, foram informados dois gargalos. O primeiro, decorrente da transferência de gás da Região Sudeste para a Nordeste, neste caso, haveria a necessidade de investir em uma ECOMP (Itajuípe) para solucionar o congestionamento mapeado. Todavia, não há qualquer informação relativa ao tamanho do gargalo, se ele é persistente ou se acontece em algumas exceções, ou seja, quando há elevado despacho térmico. A transportadora informa que a simulação do investimento foi comparada aos custos atuais dos serviços de descongestionamento contratados, mas não há informações se, quando e quanto esses serviços foram acionados.</p> <p>Deste modo, tendo como base as informações disponíveis, a análise comparativa considerando todo o custo (fixo e variável) do serviço em comento nos parece equivocada, uma vez que, em perspectiva, estaria levando em consideração o custo mais alto da ação de descongestionamento, portanto, pode estar superestimada. Ademais, seria desejável que houvesse a avaliação de alternativas, como a inversão de fluxo, que possa ser adequada para reduzir o impacto tarifário e a consideração de cenários de oferta, incluindo fontes que irão se conectar no Nordeste, como o SEAP, e da demanda, tendo em vista o término dos contratos legados, que modificará a dinâmica do uso da rede, e os leilões térmicos que serão mais flexíveis no futuro alterando a demanda por capacidade de transporte, inclusive com possibilidade de desconexão de térmicas. Percebe-se que em muitos cenários simulados a ECOMPs-Itajuípe não se mostra necessária.</p> <p>Do mesmo modo, não ficou clara a importância da reclassificação do gasoduto do TRBA, a fim de conferir, nas palavras da transportadora, "flexibilidade à operação da malha para maior segurança de suprimento dadas as restrições mencionadas". Para que a ABRACE Energia possa melhor contribuir com o planejamento, seria fundamental obter maiores detalhes sobre as restrições e necessidade de flexibilidade operacional comentadas.</p> <p>Por fim, em relação à TBG, a expansão do trecho sul do Gasbol parece necessária, uma vez que o próprio processo de contratação de capacidade já demonstrou haver gargalos para a contratação de capacidade naquela região. Porém, sugerimos que a transportadora disponibilize estudo de projeção verificando se com o fim das flexibilidades operacionais</p>
--	---

	contidas nos contratos legados tais gargalos ainda se mostrarão resilientes. Além disso, conforme já exposto, a expansão do trecho sul deveria ser objeto de chamada pública incremental para ratificação da demanda reprimida nesta zona.
27 FIESP	Os gargalos identificados na malha da TBG no Plano Coordenado foram projetados com base na expectativa de redução significativa do fornecimento de gás natural da Bolívia, que historicamente abastece parte relevante do mercado nacional. Contudo, o cenário atual foi alterado com o avanço da produção em Vaca Muerta, na Argentina, que vem se consolidando como nova fonte relevante de suprimento para a região sul do Brasil. Essa mudança estrutural impõe a necessidade de reavaliar os projetos de reforço e expansão da TBG, pois a disponibilidade crescente de gás argentino, com potencial de interconexão pela malha existente, pode aliviar os gargalos previstos e modificar significativamente os fluxos de gás. Ignorar essa nova realidade pode levar a investimentos desnecessários, encarecendo tarifas e resultando em ativos subutilizados. Portanto, é imprescindível revisar o plano com base nesse novo contexto de suprimento.

4.6 Garantia de Suprimento

A seguir são apresentadas as contribuições para os projetos relacionados à motivação Segurança de Suprimento:

Tabela 31 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.6

ID	Contribuição
2 EDGE	<p>O Plano sugere que seja feita uma ilegalidade: a reclassificação do gasoduto integrante do Terminal de Regaseificação da Bahia de Todos os Santos para gasoduto de transporte.</p> <p>Tal sugestão deve ser rechaçada. A Lei do Gás, em seu art. 7º, em seus incisos I a V, traz os critérios para que um gasoduto seja considerado como de transporte, o qual nenhum deles se enquadra nas características do gasoduto do TRBA, no momento.</p> <p>A eventual regulação do inciso VI do referido artigo não atingirá o ativo em análise em razão do previsto § 1º do mesmo mandamento legal. Logo, não há razões para que um projeto sem qualquer fundamentação jurídica esteja previsto no Plano.</p> <p>Sua inclusão, no lugar de coordenação do sistema de transporte, traz insegurança jurídica para seus agentes. O chamado “risco Brasil” já é alto o suficiente sem medidas desse tipo propostas por um agente que não possui competência para tal - visto que não há regulação sobre o Gestor da Área de Mercado.</p> <p>O Brasil, a ANP e os planos que visam estruturar determinado setor da economia devem visar trazer a estabilidade e previsibilidade, para que os agentes privados se sintam confortáveis para realizar investimentos.</p> <p>O gás natural é uma indústria intensiva em CAPEX. Caso os investimentos feitos não sejam seguros para seus investidores, o Brasil continuará com investimentos estagnados.</p>
8 ARM	<p>Grandes projetos como o Corredor Pré-Sal Sul (R\$ 7 bilhões) devem ser comparados a alternativas de menor custo.</p> <p>Nesse sentido, vale ressaltar que a FERC [1] condiciona aprovação de projetos a testes de alternativas de menor custo.</p>

19 SCGÁS	<p>O estudo do corredor pré-sal Sul (4 ECOMPs e 300km de gasoduto) torna-se relevante para toda região abastecida pelo GASBOL, considerando o cenário de escassez de origem do gás boliviano. Porém, há que se considerar as alternativas do TGS e gás da argentina via Bolívia que podem amenizar a necessidade do investimento, como foi mencionado nos itens 4.2.2 e 4.3.4. Adicionalmente, deve ser avaliado o projeto faseado de forma a não onerar tanto o sistema, pois o custo e a incerteza apresentados são bastante elevados (6,906MMR\$, podendo variar em -30% a +50).</p> <p>Deve-se, ainda, avaliar demandas térmicas e como as projeções impactam na necessidade de investimento do projeto. O Projeto ECOMP Gaspar representa uma iniciativa estratégica para o fortalecimento da infraestrutura energética nos estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Trata-se de um investimento relevante para a ampliação da capacidade de atendimento à demanda regional, contribuindo para a segurança energética, crescimento industrial e urbano dessas localidades. Vale lembrar que, com o desastre climático que assolou o Estado do Rio Grande do Sul em 2024, ficou evidenciada a necessidade de ampliação do trecho sul do Gasbol. Naquele momento, a Usina Termoelétrica de Canoas (UTE Canoas), precisou ser despachada como back-up do sistema elétrico, e mesmo sem seu despacho total, só foi possível abastecê-la pela redução da demanda do mercado não térmico, adicionado ao desvio operacional de parte das retiradas nos pontos em Santa Catarina para o Rio Grande do Sul. Ou seja, não há possibilidade de abastecimento da UTE Canoas, com a normalização da demanda do mercado não térmico. No entanto, cabe uma avaliação minuciosa do valor e do percentual alto de incerteza, podendo elevar o valor ao patamar de quase 700 MMR\$ e os Estados citados já sofrem com elevadas tarifas de transporte, quando comparado a outros estados. O projeto de expansão do Trecho Sul, que consiste na instalação de duas novas estações de compressão e a duplicação de um trecho de 90 km do gasoduto (loop), em adição à ECOMP GASPAR, visa ofertar mais 500 mil m³/d nas Zonas SC1, SC2 e RS1, adicionais aos 400 mil m³/dia possibilitado pela ECOMPs Gaspar. No entanto, considerando que a demanda mapeada adicional é atendida pela ECOMPs Gaspar, não se vê a necessidade imediata de avançar nesse projeto. Caso surjam novas demandas, como, p ex., usinas termelétricas, a partir da realização de leilão de capacidade, a infraestrutura deverá ser avaliada para o atendimento dessa nova demanda. Por exemplo, em SC há mais de 6 MMm³/dia em projetos de térmicas, ou seja, o projeto apresentado não seria suficiente neste caso, porém, tal ampliação está diretamente associada e dependente de haver efetiva viabilidade e confirmação das térmicas previstas.</p>
20 SULGÁS	<p>Projeto Expansão do Trecho Sul do Gasbol - TBG_002</p> <p>Este é o projeto de expansão que visa aumento mais expressivo da capacidade de entrega de gás no trecho sul do Gasbol, com a oferta adicional de 900 mil m³/dia para Santa Catarina e Rio Grande do Sul. A instalação de novas estações de compressão e a duplicação de 90 km do gasoduto entre Siderópolis (SC) e Canoas (RS) são fundamentais para o fomento ao crescimento econômico dos Estados.</p>

	<p>O projeto tem caráter estruturante, permitindo a atração de novos investimentos, garantia da segurança energética para projetos de geração elétrica e viabilização da continuidade dos planos de interiorização da rede de gás, que dependem fundamentalmente da disponibilidade de molécula.</p> <p>A decisão sobre a implantação do projeto deve passar por uma análise quanto a sua viabilidade de execução e custos quando comparado a outros projetos possíveis para ampliação estrutural de abastecimento aos Estados do Sul do Brasil.</p>
21 IEE-USP	Já amplamente comentado em outras seções do documento.
22 ABEGÁS	<p>O estudo do corredor pré-sal Sul, envolvendo 4 ECOMPs e 300 km de gasoduto, é relevante para a região abastecida pelo GASBOL, especialmente devido à possível escassez de gás boliviano. No entanto, alternativas como o gás do TGS e da Argentina via Bolívia podem reduzir a necessidade desse investimento. O custo elevado e a incerteza do projeto (cerca de R\$ 6,9 bilhões, com variação de -30% a +50%) exigem avaliação cuidadosa, preferencialmente em fases, para não onerar excessivamente o sistema. Além disso, é crucial analisar demandas térmicas e projeções de mercado.</p> <p>O projeto ECOMP Gaspar (Guaramirim) é estratégico para o fortalecimento energético em Santa Catarina e Rio Grande do Sul, ampliando a capacidade regional e reforçando a segurança energética – necessidade evidenciada após o desastre climático de 2024 no RS, que exigiu operação emergencial da UTE Canoas (demanda 1,1 MM m³/dia). Inclusive, defendemos a antecipação da implementação prevista no plano, tendo em vista a necessidade de demanda para o Estado do Rio Grande do Sul. Contudo, o alto custo e a incerteza associados ao investimento podem elevar o valor para quase R\$ 700 milhões, impactando as tarifas já elevadas nesses estados.</p> <p>Quanto à expansão do Trecho Sul, com duas novas estações de compressão e duplicação de 90 km de gasoduto, que visa aumentar a oferta em 500 mil m³/dia nas zonas SC1, SC2 e RS1, tal projeto também é visto como necessário considerando a demanda instalada no Rio Grande do Sul e o crescimento do Estado, adicionado a própria demanda termelétrica que justificaria a implementação do projeto.</p> <p>Para ambos os projetos, no entanto, deve-se considerar a prudência e a razoabilidade dos montantes envolvidos nos investimentos, de forma a reduzir possíveis impactos tarifários.</p> <p>Quanto ao Ramal Pilar e PS Marechal Deodoro II, trata-se de um gasoduto que não amplia a oferta de gás, pois já existe interligação entre a UPGN de Pilar e a rede da TAG. Além disso, a demanda projetada para Maceió em 2026 (250 mil m³/dia) é significativamente inferior à capacidade do projeto (864 mil m³/dia). A ALGÁS já aprovou um gasoduto de</p>

	<p>distribuição similar para conectar consumidores finais, tornando redundante a proposta da TAG. Recomenda-se, portanto, apenas ajustes no ponto de saída de Pilar para conexão com a rede de distribuição, evitando investimentos desnecessários.</p> <p>Por fim, destaca-se a obrigatoriedade de realizar processo seletivo para escolher projetos mais vantajosos, conforme Lei 14.131/21 e Decreto 10.712/21, assegurando transparência e participação de outros interessados.</p>
25 ABRACE	<p>Como mencionado anteriormente, o nível e a defasagem das informações disponibilizadas, a ausência de maiores explicações e da elaboração de cenários alternativos e a ausência de informações operacionais e dos gargalos identificados comprometem a análise aprofundada do Plano Coordenado (comparação do fluxo atual e incremento de demanda por capacidade + correções de gargalos), inclusive em projetar o impacto tarifário, por meio de cenários de despacho térmico para avaliar a restrição de uso x ociosidade da rede, incluindo projetos que se encontram mais avançados, com elevada probabilidade de se concretizarem. Do mesmo modo, ressente-se de maiores informações para avaliar quais propostas de investimentos concorrentes são as mais eficientes.</p> <p>Tendo em isso em consideração, de forma sucinta, apresentaremos a seguir nossas considerações sobre os projetos apresentados: Corredor Pré-Sal Sul (GASDUT + ECOMPs) e ECOMPs Japeri: o primeiro, conceitual, prevê a construção de quatro ECOMPs e duplicação de 300 km de gasodutos, visando ampliar a transferência do Rio para a TBG, de 15 MMm³/d para 25 MMm³/d. O segundo, em fase mais avançada com o Projeto Básico, visa aumentar a possibilidade de transferência de gás do Rio (oriundo das Rota 2 e Rota 3) para SP e Sul, de 12,5 MMm³/d para 20 MMm³/d. Como estão próximos, não está claro se com o investimento na ECOMPs Japeri, o qual se mostra necessário e urgente, ainda seria necessário todo o investimento estimado para o Corredor Pré-sal.</p> <p>Expansão do Trecho Sul do Gasbol pela TBG, em fase conceitual. Gostaríamos de obter maiores detalhes sobre o projeto, uma vez que este apresenta um custo elevado próximo a R\$ 2 bilhões para aumentar 900 mil m³/dia em capacidade. Reclassificação TRBA: não há estimativa do Capex e análises corroborando a necessidade de maior flexibilidade operacional por meio da reclassificação do gasoduto. Há outros carregadores interessados em acessá-lo? Qual seria o impacto tarifário para o mercado? A partir das informações disponibilizadas não está clara a necessidade de reclassificação do duto, a partir dos conceitos constantes na RANP nº 50/2011.</p> <p>Ramal Pilar e PS Marechal Deodoro II, com Projeto Executivo, com vistas a remover o by-pass existente pela UPGN Pilar estar conectada diretamente na distribuição. No entanto, pelas informações disponibilizadas não está claro se a construção do duto terá benefício sistêmico em aumentar a oferta de gás ou otimizar os fluxos na rede, que justifique o seu investimento.</p>

28 IBP	<p>Corredor Pré-Sal Sul (GASDUT + ECOMPs) Conforme comentado na Consulta ao Mercado realizada em out/2024, sugerimos que seja avaliada a possibilidade de dividir o projeto em 2 fases, sendo uma primeira fase para atendimento à demanda firme e uma segunda fase para atendimento à demanda térmica, cuja economicidade deverá ser avaliada tendo em vista a baixa disposição a pagar pelo transporte por parte das usinas termelétricas.</p> <p>ECOMP Japeri A implementação da ECOMP Japeri desempenha um papel central na reestruturação da malha de transporte de gás natural entre Rio de Janeiro e São Paulo. Essa estação é essencial para escoar a crescente produção de gás do pré-sal compensando o declínio das importações da Bolívia e da redução na produção do Campo de Mexilhão. Tal estação precisa estar pronta o mais breve possível para evitar riscos logísticos. Assim, entende-se que dentro de todos os empreendimentos de segurança energética, o projeto ECOMP Japeri é prioritário. Apesar de já ter autorização de construção da ANP, as obras ainda não foram iniciadas por incertezas em parâmetros tarifários e econômico-financeiros. É essencial que haja uma convergência o mais breve possível entre a ANP e a transportadora, a fim de não comprometer a segurança operacional dos novos projetos que entrarão em operação nos próximos anos, como exemplo Raia.</p> <p>Expansão do Trecho Sul do Gasbol Considerando a visão dos produtores sobre a projeção de demanda, o projeto não é necessário.</p> <p>Ramal Pilar e PS Marechal Deodoro II Solicitamos esclarecer quais serão os desdobramentos após a implantação do projeto em relação à entrega existente direto da unidade de produção/processamento para a CDL. Essa entrega direta será desmobilizada?</p> <p>ECOMP Gaspar Considerando a visão dos produtores sobre a projeção de demanda, o projeto não é necessário.</p>
-----------	---

4.7. Diversificação de Fontes de Suprimento

A seguir são apresentadas as contribuições para os projetos cujo objetivo principal é promover a diversificação de fontes de suprimento:

Tabela 32 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.7

ID	Contribuição
8 ARM	O plano deveria considerar GNL e biometano. Importante ressaltar que A UE obriga integração de gases renováveis e GNL nos planos decenais.
21 IEE-USP	Já amplamente comentado em outras seções do documento.
22 ABEGÁS	Os projetos referentes aos pontos de Recebimento (PR) de gás proveniente de Raia e Seap e seus respectivos valores de investimentos, devem ser avaliados quando o projeto estiver em fase mais madura, com percentual de incerteza menor, seguindo os ritos de aprovação que devem ser definidos previamente pela ANP, conforme sugerido no item 1. Observa-se, ainda, a necessidade de cumprimento do disposto no §2 do Art.4 da Lei 14.131/21 e do Art. 6-F do Decreto 10.712/21, que consideram a necessidade de processo seletivo para escolha dos projetos mais vantajosos, do ponto de vista técnico e econômico, além da participação de outros interessados em projetos de investimentos, por meio de processo seletivo público. O projeto do gasoduto de conexão ao Terminal de Sergipe encontra-se em operação. Nesse sentido, o valor poderia estar atualizado, com detalhamento da aplicação futura nas tarifas de transporte. Não foi considerado nos estudos de Simulação de Condições Operacionais deste Plano Coordenado (RL-ATG-4710.00-OP05-SP2-002), a previsão de gás através do GASOG ou do GASINF. As atuais conexões ao sistema de transporte foram realizadas através de contratos de conexão e pagos exclusivamente pelos solicitantes. Necessário entender os critérios de quais investimentos serão agregados para o condomínio e quais serão pagos pelos agentes envolvidos.

	É oportuno esclarecer qual o critério utilizado para determinar um contrato de conexão ou não, uma vez que SEAP não é conexão e PS Itagiba e TR Sergipe são investimentos realizados mediante contrato de conexão.
25 ABRACE	SEAP e Ponto de Recebimento (PR) Macaé são essenciais para a entrada de novas ofertas previstas, respectivamente Sergipe Águas Profundas e Raia. Sendo que este último tem um Capex estimado em R\$ 45 milhões para aumento de 16 MMm ³ /dia de oferta de gás, então, possivelmente refletirá em benefício sistêmico. E o gasoduto de conexão ao Terminal de Sergipe encontra-se operacional.

4.8. Integração de Áreas de Mercado

A seguir são apresentadas as contribuições para os projetos cujo objetivo principal é promover a integração de áreas de mercado:

Tabela 33 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.8

ID	Contribuição
6 MITSUI	<p>Interligação GASCAR x GASPAJ A dinâmica de infraestrutura logística do gás nas regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul devem ser avaliadas em um aspecto mais amplo que os interesses dos pontuais das atuais transportadoras, devido a mudança do fluxo de suprimento, de importação da Bolívia para injeção a partir do gás advindo do pré-sal e terminais de GNL. Nesse contexto, a análise deve levar em consideração todas as possibilidade e custos associados a tais cenários, evitando gargalos, mas também ônus excessivo para as áreas de mercado atendidas pelas transportadoras.</p>
8 ARM	<p>Ausência de gestor técnico compromete coordenação de interligações. A CEER [7] e CNMC [5] recomendam gestores independentes para garantir coordenação e neutralidade.</p>
21 IEE-USP	Já amplamente comentado em outras seções do documento.
22 ABEGÁS	<p>ECOMP Macaé: Trata-se de um projeto pré-conceitual, ao custo de quase R\$ 760 MM (com incerteza de -50% e +100%) para possibilitar a transferência de 20 MMm³/dia da NTS para a TAG. Vale mencionar que o projeto da ECOMP Macaé se fez necessário nos estudos de Simulação de Condições Operacionais deste Plano Coordenado (RL-ATG-4710.00-OP05-SP2-002) para 2033, mas não foi considerado em nenhum cenário o recebimento de gás através do GASOG.</p> <p>ECOMP Itajuípe: A possibilidade de aumento da transferência de gás em 3MM m³/dia pela construção da ECOMP, elimina o custo fixo da contratação do serviço de congestionamento, mas cabe uma avaliação minuciosa do valor do empreendimento, seguindo ritos de aprovação que devem ser definidos previamente pela ANP, conforme sugerido no item 1.</p> <p>Esse projeto aumenta a pressão no GASENE, diminuindo a restrição que a malha de transporte apresenta a partir de Pernambuco. Com esta estação, torna-se desnecessário a contratação de serviço de congestionamento. Em que pese essa vantagem, apontamos que tal projeto apresenta um CAPEX bastante elevado, principalmente se comparado com outros</p>

	investimentos listados no plano. Tal divergência pode ser percebida no valor global do projeto, cerca de 9 vezes maior que outras ECOMPs do plano e apresentar um incremento de volume muito menor que as demais estações.
25 ABRACE	<p>ECOMP Macaé: implementação esperada para 2026 na ficha de projeto apresentada, contudo o relatório da Simpipe não aponta para a sua necessidade no corte de 2028. Sua necessidade seria apenas necessária na opção pelo projeto GASINF, em detrimento do GASOG, quando haveria a necessidade de comprimir o gás natural transferido da malha da TAG para a NTS. Portanto, haveria a necessidade de avaliar como alternativa mais viável, todo o conjunto de investimentos necessário para reforço da malha de transporte e não apenas o comparativo de viabilidade nos gasodutos em si.</p> <p>Ecomp Itajuípe: comentários feitos na seção “Estudo de Gargalos”.</p>
28 IBP	<p>Interligação GASCAR x GASPAJ Entendemos que, com a interligação existente das transportadoras NTS e TBG em Paulínia e redução/eliminação das tarifas de interconexão, esse projeto deixaria de ser necessário, uma vez que não há restrição física para movimentação do gás do GASCAR para o GASPAJ.</p> <p>ECOMP Macaé Conforme comentado na Consulta ao Mercado realizada pela NTS em out/2024, solicitamos que sejam apresentados os cenários de simulação termo hidráulica (capacidades de movimentação integrada TAG/NTS com e sem a ECOMP) que justificam a necessidade de implantação da referida ECOMP. Além disso, solicitamos esclarecer se a necessidade da ECOMP está vinculada com a implantação do GASINF.</p> <p>ECOMP Itajuípe Entendemos que no momento ainda permanecem incertezas sobre a real necessidade da ECOMP e que algumas informações relevantes, em especial sobre SEAP, Manati e estocagem em Alagoas, deverão ser reveladas em um futuro próximo, de maneira que sugerimos a postergação da decisão sobre a ECOMP e a continuidade de estudos até que se tenha maior clareza sobre os aspectos mencionados, em especial porque o custo incremental percebido pelos carregadores ao postergar essa decisão não nos parece relevante no momento.</p> <p>ECOMP Cabo Considerando a visão dos produtores sobre a projeção de demanda, o projeto não é necessário.</p>

4.9. Atendimento a Novos Mercados

A seguir são apresentadas as contribuições referentes aos projetos que tem como objetivo o atendimento de novos mercados:

Tabela 34 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.9

ID	Contribuição
6 MITSUI	<p>Expansão Nordestão/ Ampliação Aracati/ Expansão GASFOR/ Ampliação Pilar/ Macaíba/ Aracati/ Santa Rita Importante projeto para aumentar a disponibilidade de gás de Pernambuco ao Ceará, no entanto carece de detalhamento dos custos, impactos tarifários e análise de potenciais alternativas mais eficientes, se existirem.</p> <p>Gasoduto TBG – Curiúva/PR Mais um importante projeto para que seja trabalhada a integração entre transporte e distribuição.</p> <p>Avaliar o momento, o custo e o impacto tarifário do desenvolvimento da infraestrutura de transporte em consonância com a expectativa de crescimento da demanda nos municípios no Estado do Paraná de modo que se respeitem as alternativas mais eficientes para o atendimento da região, bem como a exclusividade da concessionária de realizar a distribuição de gás canalizado.</p> <p>Gasoduto de Interligação Norte Fluminense (GASINF) / GASOG Projetos que demonstram já de início mais de um interessado, portanto deveria ser observado o disposto decreto regulamentador da Lei do Gás:</p> <p style="padding-left: 40px;"><i>“§ 5º Na hipótese prevista no § 4º, caso haja mais de um interessado, a ANP promoverá processo seletivo público para escolha do projeto mais vantajoso, considerados os aspectos técnicos e econômicos.”</i></p> <p>Além disso, outro aspecto trata-se do sentido bidirecional para atendimento da região no sentido inverso, nesse caso, deve ser respeitada a exclusividade da concessionária de atendimento ao usuário final e, portanto, deve ser realizado tal investimento em coordenação com a concessionária que detém a exclusividade dos serviços locais de gás canalizado.</p>
8 ARM	<p>Falta comprovação de viabilidade de alguns mercados emergentes.</p> <p>“Demand tests” são exigidos por Ofgem [3] e CNMC [5] antes da aprovação de investimentos.</p>

17 PBGÁS	<p>Quanto ao empreendimento Rota do Bode: O projeto Rota do Bode deve ser compreendido sob a ótica de uma iniciativa de interiorização e desenvolvimento regional no Nordeste. Seu objetivo central é a expansão da malha de transporte para novas regiões e cidades, possibilitando a chegada do gás natural a polos econômicos ainda não atendidos.</p> <p>Com esse caráter desenvolvimentista e integrador, o projeto se apresenta como um eixo estruturante para todos os estados nordestinos, contemplando suas principais cidades, promovendo competitividade industrial, atração de investimentos e inclusão energética em áreas que hoje permanecem à margem da infraestrutura nacional de gás natural.</p>
18 POTIGÁS	<p>A Companhia Potiguar de Gás - Potigás, distribuidora de gás natural canalizado do Rio Grande do Norte, é atendido pela TAG na região de Goianinha através de Ponto de Entrega que possui vazão máxima de 70.000 m³/dia. Essa vazão limitada vem impedindo que a empresa faça a captação de novos clientes da região. Esse projeto não está contemplado no documento a que se refere a consulta.</p> <p>Nome do Empreendimento: Ampliação Goianinha Descrição: Ampliação da capacidade de vazão do Ponto de Entrega de Goianinha para atendimento a novas demandas (relacionado com expansão Nordestão) e atendimento de necessidade de ampliação solicitada pela Companhia Potiguar de Gás - Potigás. Racional: Ampliação de capacidade da malha integrada, para atendimento a novas demandas e possibilidade de captação de novos clientes na região de Goianinha pela Companhia Potiguar de Gás - Potigás."</p>
21 IEE-USP	<p>Já amplamente comentado em outras seções do documento. Em síntese, os novos mercados e gargalos descritos pelo Plano confirmam o dinamismo do setor, mas as soluções apresentadas carecem de análise crítica. É preciso condicionar qualquer expansão a avaliação se a infraestrutura existente consegue atender a oferta/demandas visada, avaliar, cenários múltiplos de competitividade e integração plena de ativos como terminais de GNL e polos regionais. De outro modo, corre-se o risco de induzir investimentos desproporcionais ao crescimento real, elevando tarifas e fragilizando a resiliência do sistema.</p>
22 ABEGÁS	<p>A ANP deve definir previamente ritos de aprovação de investimentos, lembrando do necessário diálogo com o mercado, conforme sugerido no item 1, além do cumprimento do disposto no §2 do Art.4 da Lei 14.131/21 e do Art. 6-F do Decreto 10.712/21, que consideram a necessidade de processo seletivo para escolha dos projetos mais vantajosos, do ponto de vista técnico e econômico, além da participação de outros interessados em projetos de investimentos, por meio de processo seletivo público.</p> <p>Gasoduto de Integração Norte Fluminense (GASINF) é concorrente ao projeto GASOG, também apresentado no plano coordenado, o que deverá promover explicações sobre essa dubiedade.</p>

	<p>Adicionalmente, foi considerado no estudo o consumo de gás pelos pontos de entrega GNA I e GNA II, sem a utilização da demanda de 6,5MMm³/dia na Zona industrial do Açu. Cabe mencionar ainda que, apesar do projeto GASOG não detalhar Ponto de Entrega, como no caso do Projeto GASINF, por se tratar de gasoduto bidirecional e os estudos de Simulação de Condições Operacionais do plano coordenado.</p> <p>Tais estudos devem prever a entrega de gás natural à GNA I e II, via GASOG ou GASINF, cabe a coordenação da transportadora que for realizar o investimento junto à Distribuidora Local para a construção dos gasodutos de distribuição correspondentes aos pontos de entrega aos consumidores.</p> <p>O PS Itagibá já está construído, mas não em operação, aguardando aprovação do contrato de conexão de transporte pela ANP. Salienta-se que referido ponto será custeado pela Concessionária;</p> <p>Projetos como Rota do Bode; ampliação da capacidade de entrega do PE ARACATI; a retomada da estação de compressão à montante do PE ARACATI ou ampliação da estação à jusante; a instalação de by-pass permanente na estação de SERRA DO MEL – RN; a ampliação da capacidade de compressão de MACAÍBA-RN e a ampliação do by-pass permanente de JABOATÃO até GOIANIA – PE, são vistos como relevantes pela Concessionária Cegás, localizada no extremo do gasoduto da TAG. Assim, em que pese a relevância de tais projetos, definições de investimentos devem ser resguardadas por maior maturidade dos projetos, de forma que sua execução seja racional e prudente quanto aos montantes envolvidos.</p> <p>PS Buriti: Ponto de Saída em construção. Investimento necessário para o atendimento da UTE vencedora do LRCAP 2022 e prover flexibilidade operacional à distribuidora de gás local.</p>
25 ABRACE	<p>Gasoduto Bragança Paulista – Extrema, embora na fase conceitual, seria desejável obter maiores informações sobre o projeto e a reconfiguração da demanda para 300 mil m³/dia.</p> <p>GASINF e GASOG: gasodutos concorrentes sem análise de eficiência para a rota.</p> <p>PS Itagibá em fase pré-operacional: não há informações relacionadas à CAPEX, OPEX aprovados pela ANP. Apesar do investimento relativamente pequeno, ressaltamos, novamente, as incertezas envolvidas no rito de aprovação de novos investimentos pela Agência e se haverá a possibilidade de questionamento dos valores quando forem introduzidos à BRA.</p> <p>Gasoduto Iacanga-Uberaba: comentários realizados na seção “Novos Mercados”</p> <p>PS Buriti: pedimos esclarecimentos acerca da demanda por flexibilidade operacional neste trecho, tendo em vista que o duto (sistema isolado) que atende à Cigás é unifilar.</p>

28 IBP	<p>Gasoduto Bragança Paulista – Extrema Considerando que se trata de um projeto para atendimento a um novo mercado isolado do sistema de transporte, entendemos que a implantação do projeto deve estar condicionada à economicidade da demanda, considerando que os custos incrementais de transporte serão pagos pela demanda incremental. Adicionalmente, ressaltamos que qualquer demanda incremental na área da TBG implica em agravamento da restrição logística no sistema da NTS entre RJ e SP.</p> <p>Gasoduto de Interligação Norte Fluminense (GASINF) Este projeto é concorrente ao projeto GASOG. Solicitamos esclarecer se esse projeto implicará na implantação da ECOMP Macaé.</p> <p>Gasoduto Iacanga – Uberaba Considerando que se trata de um projeto para atendimento a um novo mercado isolado do sistema de transporte, entendemos que a implantação do projeto deve estar condicionada à economicidade da demanda, considerando que os custos incrementais de transporte serão pagos pela demanda incremental. Adicionalmente, ressaltamos que qualquer demanda incremental na área da TBG implica em agravamento da restrição logística no sistema da NTS entre RJ e SP.</p> <p>Gasoduto TBG – Curiúva Considerando que se trata de um projeto para atendimento a um novo mercado isolado do sistema de transporte, entendemos que a implantação do projeto deve estar condicionada à economicidade da demanda, considerando que os custos incrementais de transporte serão pagos pela demanda incremental. Adicionalmente, ressaltamos que qualquer demanda incremental na área da TBG implica em agravamento da restrição logística no sistema da NTS entre RJ e SP.</p> <p>Expansão GASFOR Considerando a visão dos produtores sobre a projeção de demanda, o projeto não é necessário.</p> <p>Expansão NORDESTÃO Considerando a visão dos produtores sobre a projeção de demanda, o projeto não é necessário.</p> <p>Ampliação Aracati Considerando a visão dos produtores sobre a projeção de demanda, o projeto não é necessário.</p> <p>Ampliação Macaíba Considerando a visão dos produtores sobre a projeção de demanda, o projeto não é necessário.</p>
-----------	---

	<p>Ampliação Santa Rita Considerando a visão dos produtores sobre a projeção de demanda, o projeto não é necessário.</p> <p>Ampliação PILAR Considerando a visão dos produtores sobre a projeção de demanda, o projeto não é necessário.</p> <p>GASOG Este projeto é concorrente ao projeto GASINF.</p> <p>Rota do Bode/Potenciais interiorizações no Nordeste Considerando a visão dos produtores sobre a projeção de demanda, o projeto não é necessário.</p>
--	---

4.10. Transição Energética e Biometano

A seguir são apresentadas as contribuições referentes aos projetos que tem como objetivo a transição energética e biometano:

Tabela 35 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 4.10

ID	Contribuição
8 ARM	<p>A Diretiva (UE) 2018/2001 obriga integração de biometano nos sistemas de transporte ou de distribuição, conforme a escolha do produtor. O Brasil deve alinhar-se a essa tendência para garantir competitividade e sustentabilidade.</p> <p>Contudo, o plano não trata de forma adequada a inserção de gases renováveis, como o biometano.</p> <p>Dessa forma, é evidente que o presente plano deve ser revisado</p>
9 CBIE	<p>A análise do Plano Coordenado evidencia que não foram contemplados projetos de gasodutos voltados para as regiões com maior potencial de produção de biogás e biometano, um fator que merece atenção dado o papel estratégico dessas fontes na diversificação e descarbonização da matriz energética. Projetos como o Gasoduto Brasil Central, que integra as regiões Sudeste e Centro-Oeste, demonstram a importância de estabelecer infraestrutura de transporte capaz de conectar os principais polos de produção ao sistema nacional, garantindo o aproveitamento eficiente do potencial de biogás, especialmente no agronegócio, que concentra a maior parte da produção. A ausência de iniciativas similares no Plano Coordenado limita a possibilidade de expandir o uso de biometano e de consolidar esses recursos como oferta futura de gás natural, comprometendo tanto a segurança energética quanto os objetivos de desenvolvimento regional.</p>
17 PBGÁS	<p>Em relação ao biometano, é fundamental que a análise dos projetos de conexão não seja feita de forma isolada pelas transportadoras. A decisão sobre o ponto ótimo de injeção (se na malha de transporte ou diretamente na rede de distribuição) deve necessariamente ser avaliada em conjunto com as distribuidoras locais, que possuem conhecimento detalhado da demanda regional e da logística mais eficiente.</p> <p>A ausência dessa coordenação pode resultar em investimentos redundantes, aumento desnecessário de custos tarifários e menor eficiência no aproveitamento do biometano. Em muitos casos, a conexão à rede de distribuição pode ser mais racional, especialmente quando os empreendimentos se encontram próximos a áreas urbanas ou polos industriais locais. Assim, recomenda-se que a ANP estabeleça ritos claros para aprovação desses investimentos, condicionando sua análise à manifestação das distribuidoras estaduais, de modo a assegurar a integração eficiente do biometano ao sistema, sem comprometer a modicidade tarifária e a expansão sustentável do mercado.</p>

21 IEE-USP	Já amplamente comentado em outras seções do documento.
25 ABRACE	Ponto de Recebimento Biometano na TBG: embora pré-conceitual o valor estimado nos parece alto (R\$ 70 milhões) para acrescentar 200 mil m ³ /dia de gás à rede.

5. Detalhamento dos Projetos (Fichas dos Projetos)

A seguir são apresentadas as contribuições referentes ao detalhamento dos projetos do plano coordenado:

Tabela 36 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 5

ID	Contribuição
8 ARM	<p>A proposta de reclassificação de gasodutos de escoamento do TRBA carece de fundamento legal, viola direitos adquiridos e ameaça à segurança jurídica. Não há previsão na Lei nº 14.134/2021 ou no Decreto nº 10.712/2021 para alteração de autorizações já concedidas; além disso, a medida ignora a necessidade de anuência do titular ou devido processo de desapropriação e cria um precedente que compromete a segurança jurídica de investimentos em terminais de GNL no país.</p> <p>Por fim, a própria Lei do Gás diferencia claramente transporte de escoamento. Na Espanha, a CNMC só admite reclassificação de ativos mediante processo público e compensação aos titulares, reforçando a necessidade de segurança regulatória.</p>
10 NEWEN	<p>A sugestão do Plano de reclassificar o gasoduto do Terminal da Bahia cria um risco desnecessário para o setor. Mudar a natureza de um ativo que já está em operação e foi autorizado sob regras claras vai contra a própria legislação atual, que não prevê esse tipo de alteração.</p> <p>Na prática, essa medida quebra a segurança jurídica do projeto existente e desrespeita os termos da autorização original. Tal decisão poderia enviar um péssimo sinal para o mercado: cria-se a percepção de que as regras podem ser alteradas unilateralmente a qualquer momento. Isso afeta diretamente a confiança de quem investe ou planeja investir em terminais de GNL e outras infraestruturas essenciais no Brasil, prejudicando a atração de capital para o setor.</p>
11 SALOMON	<p>O Plano Coordenado propõe a reclassificação do gasoduto de escoamento existente do Terminal de Regaseificação da Bahia como gasoduto de transporte. Esta proposta suscita graves questões jurídicas e regulatórias que demandam esclarecimento urgente:</p> <p>a) Ausência de fundamentação legal expressa: Não há dispositivo na Lei nº 14.134/2021 ou no Decreto nº 10.712/2021 que autorize a reclassificação unilateral de gasodutos de escoamento/transferência já autorizados e em operação pela ANP. O art. 8º, §3º do Decreto 10.712/2021 estabelece apenas que ""a ANP poderá</p>

	<p>excepcionalmente deixar de classificar determinado gasoduto como gasoduto de transporte""", mas não prevê o caminho inverso - a reclassificação posterior de infraestrutura já autorizada sob outro regime.</p> <ul style="list-style-type: none"> b) Violação ao direito adquirido e ao ato jurídico perfeito: O gasoduto integra o complexo do TRBA, de propriedade da Petrobras, tendo sido autorizado pela ANP como parte integrante do terminal. A reclassificação unilateral violaria o art. 5º, XXXVI, da Constituição Federal, que protege o direito adquirido e o ato jurídico perfeito, além de configurar potencial desapropriação indireta sem a devida indenização. c) Necessidade de consenso do titular: A apresentação ATGÁS sobre reclassificação de gasodutos menciona expressamente que ""regras de prevalência"" e ""interesse geral"" devem ser considerados, mas não há evidência de que tenha sido obtida a anuência da Petrobras. Conforme o princípio da segurança jurídica e o disposto no art. 37 da Lei nº 9.478/1997, alterações em autorizações vigentes demandam concordância do titular ou devido processo de desapropriação. d) Impacto sistêmico sobre investimentos em terminais: A reclassificação criaria precedente extremamente perigoso que afetaria a segurança jurídica de todos os investimentos em terminais de GNL no Brasil, incluindo TRSP, TGS, Terminal de Sergipe e futuros projetos. Investidores precisam ter certeza de que o regime jurídico de suas infraestruturas não será alterado unilateralmente.
13 CIDADÃO 1	<p>A proposta de reclassificação do gasoduto de escoamento do Terminal de Regaseificação da Bahia como transporte suscita questões jurídicas e regulatórias graves:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. não há base legal expressa na Lei nº 14.134/2021 ou no Decreto nº 10.712/2021 para a ANP reclassificar, de forma unilateral, infraestrutura de escoamento já autorizada e em operação. O art. 8º, § 3º, do Decreto admite apenas que a ANP excepcionalmente deixe de classificar um gasoduto como transporte, não prevendo movimento inverso. ii. há afronta ao direito adquirido e ao ato jurídico perfeito, pois o duto integra o complexo TRBA e sua reclassificação implicaria violação ao art. 5º, XXXVI, da Constituição. iii. a apresentação da ATGás sobre reclassificação invoca "regras de prevalência" e "interesse geral", sem evidência de anuência da Petrobras, o que viola o art. 37 da lei nº 9478/1997 – autorizações vigentes demandam concordância do titular ou devido processo de desapropriação. iv. a eventual reclassificação ensejaria precedente que afetaria a segurança jurídica de investimentos em terminais de GNL, e futuros empreendimentos.
16 GÁS DE ALAGOAS	<p>Nome do Empreendimento: Ramal Pilar e PS Marechal Deodoro II</p> <p>Com relação ao Empreendimento denominado "Ramal Pilar e PS Marechal Deodoro II", deve-se esclarecer que já há um gasoduto que interliga a Unidade de Processamento de Gás Natural de Pilar à rede de transporte da TAG, não sendo, portanto, o "Ramal Pilar e PS Marechal Deodoro II" um gasoduto que permitirá o aumento da oferta de gás natural ao mercado conectado à malha da TAG.</p>

	<p>Ademais, na eventualidade da concretização de sistema de estocagem de gás natural pela ORIGEM ENERGIA (conforme estudos anunciados) por meio de reservatórios subterrâneos já existentes no Campo de Produção de Pilar, a interligação do gasoduto atualmente existente já atenderia a necessidade de movimentação entre a malha de transporte da TAG e às instalações da ORIGEM.</p> <p>Do lado da demanda de gás natural, deve-se a princípio esclarecer que o gasoduto proposto pela TAG se insere no mercado da região metropolitana de Maceió, que para 2026 deve totalizar uma demanda de aproximadamente 250 mil m³/dia, vazão inferior a 1/3 daquela apresentada pela TAG (864 M m³/dia) no projeto denominado Ramal Pilar e PS Marechal Deodoro II.</p> <p>Destaca-se que a região metropolitana de Maceió já é atendida pela TAG por meio do Ponto de Entrega de Rio Largo, que já escoa cerca de 120 mil m³/dia (capacidade atualmente contratada pela ALGÁS). Logo, a movimentação de gás pelo gasoduto do projeto da TAG no máximo movimentaria 170m³/dia.</p> <p>Adicionalmente, a ALGÁS aprovou em 2025 na Agência Reguladora do Estado de Alagoas projeto de gasoduto de distribuição com traçado que guarda similaridade ao empreendimento apresentado no projeto da TAG em epígrafe. Esse gasoduto terá como finalidade a interligação de consumidores finais, além de conectar à rede de distribuição ao ponto de entrega da TAG. De fato, a ALGÁS e a TAG já mantiveram tratativas sobre o assunto, tendo sido esclarecido o papel da ALGÁS na construção do gasoduto, que se concretizará, inevitavelmente, com a confirmação da conexão de consumidores finais por meio desse gasoduto.</p> <p>Ressalta-se que o benefício direto desse gasoduto será local (região metropolitana de Maceió), embora indiretamente possa beneficiar toda o mercado de gás natural, considerando futura contratação de transporte pela ALGÁS da malha de transporte.</p> <p>Diante do exposto, pode-se concluir que o gasoduto não beneficiará a oferta de gás natural e nem tampouco decorre de uma necessidade do mercado consumidor ou de uma função estabilizadora (equilíbrio da oferta x demanda) decorrente da estocagem de gás natural. Assim, propõe-se que a ANP aprove apenas os investimentos necessários para ajustar o atual ponto de entrega de Pilar de modo a permitir a conexão deste à rede de distribuição de gás natural, evitando ineficiência e eventual redundância de infraestrutura.</p>
--	--

18 POTIGÁS	<p>A Companhia Potiguar de Gás - Potigás, distribuidora de gás natural canalizado do Rio Grande do Norte, é atendido pela TAG na região de Goianinha através de Ponto de Entrega que possui vazão máxima de 70.000 m³/dia. Essa vazão limitada vem impedindo que a empresa faça a captação de novos clientes da região. Esse projeto não está contemplado no documento a que se refere a consulta.</p> <p>Nome do Empreendimento: Ampliação Goianinha</p> <p>Descrição: Ampliação da capacidade de vazão do Ponto de Entrega de Goianinha para atendimento a novas demandas (relacionado com expansão Nordestão) e atendimento de necessidade de ampliação solicitada pela Companhia Potiguar de Gás - Potigás.</p> <p>Racional: Ampliação de capacidade da malha integrada, para atendimento a novas demandas e possibilidade de captação de novos clientes na região de Goianinha pela Companhia Potiguar de Gás - Potigás."</p>
21 IEE-USP	<p>O Plano Coordenado propõe a reclassificação do gasoduto de escoamento do Terminal de Regaseificação da Bahia como gasoduto de transporte, o que levanta questões jurídicas e econômicas.</p> <p>Deve-se evitar a tomada de medidas que aumentem o "Risco Brasil", conhecido por sua insegurança jurídica aos investimentos realizados. Tomar medidas que aumentem esse risco, como a sugerida no Plano, pode ter por consequência uma redução de aportes de capitais no setor, o que gerará perda de competitividade da molécula e estagnação do setor.</p>
25 ABRACE	<p>As fichas dos projetos apresentadas não possuem informações detalhadas, como o detalhamento dos custos dos projetos, o cronograma físico-financeiro, para projetos em fases mais avançadas, apenas informa o CAPEX, a fase do empreendimento (desatualizada) e descrições gerais. Seria desejável que todos os dados relativos aos projetos fossem incluídos, de forma atualizada, no Plano Coordenado, incluindo o número do processo SEI-ANP.</p>

6. Comentários sobre o Plano Coordenado

A seguir são apresentadas as contribuições referentes comentários adicionais do contribuinte ao Plano Coordenado:

Tabela 37 – Contribuições da Consulta Pública nº 3/2025 via forms ou pelo SEI para seção 6

ID	Contribuição
1 DIAMANTE GERAÇÃO	<p>1. INTEGRAÇÃO COM PLANO NACIONAL INTEGRADO DAS INFRAESTRUTURAS DE GÁS NATURAL E BIOMETANO (PNIIGB) - EPE Assegurar alinhamento total entre o Plano Coordenado e o PNIIGB, especialmente na priorização de projetos estruturantes para a Região Sul, conforme diretrizes de integração energética regional já defendidas.</p> <p>2. HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA Implementar mecanismos de cooperação entre ANP e agências estaduais (AGERGS, ARESC) para reduzir conflitos de competência e acelerar aprovações de projetos críticos.</p> <p>3. SUSTENTABILIDADE FINANCEIRA Desenvolver mecanismos de financiamento e incentivos para projetos prioritários, incluindo parcerias público-privadas e instrumentos de garantia para investimentos em infraestrutura de gás.</p> <p>4. MONITORAMENTO E REVISÃO Estabelecer cronograma de revisões periódicas do Plano, especialmente considerando a evolução do cenário geopolítico sul-americano e mudanças na oferta de gás natural.</p> <p>CONSIDERAÇÕES FINAIS O Plano Coordenado representa avanço significativo no planejamento integrado da infraestrutura de gás natural. As contribuições apresentadas visam fortalecer especialmente o atendimento à Região Sul, considerando:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O declínio acelerado da oferta boliviana • O potencial de integração com gás argentino • A necessidade de diversificação energética regional • A importância do gás natural na transição energética • A complementariedade com fontes renováveis

8 ARM	<p>O plano apresentado limita-se a listar projetos, sem estudos consistentes de custo-benefício, cronogramas ou critérios de maturidade, tampouco a necessária comparação com benchmarks internacionais. Recomenda-se que a ANP defina padrões de referência para custos unitários de gasodutos e ECOMPs, segmentados por diâmetro, pressão e região, a fim de permitir análises comparativas objetivas, prevenir sobrepreços e assegurar a modicidade tarifária.</p> <p>Nos termos do art. 15 da Lei do Gás, o planejamento deve garantir a segurança do suprimento em horizonte decenal. Como referência, o TYNDP da ENTSOG (UE) exige avaliações obrigatórias de custo-benefício, o que reforça a necessidade de maior rigor técnico e metodológico no processo regulatório brasileiro.</p> <p>O Plano não considerou a importação de gás de Vaca Muerta via Bolívia, já prevista no PIG 2024 da EPE. Essa alternativa poderia substituir investimentos de cerca de R\$ 8 bilhões no Gasbol e no Corredor Sul, evitando elevação tarifária de até 80%.</p> <p>O TRSP, já conectado e de baixo custo de expansão, foi ignorado como fonte de suprimento. Sua utilização poderia atender projetos como o ECOMP Japeri e reduzir a necessidade de novos gasodutos, sobretudo diante da tendência de queda nos preços do GNL.</p> <p>O cancelamento do revamp da UTGCA Caraguatatuba elevou custos da reversão do Corredor Sul. Sua modernização permitiria escoar o pré-sal via infraestrutura já existente, com menor impacto tarifário.</p> <p>As projeções de crescimento de 2% ao ano são frágeis e precisam ser validadas por distribuidoras, MME e ANEEL. Em especial, o segmento termelétrico, responsável por mais da metade da demanda, deve aguardar definição do Leilão de Reserva de Capacidade.</p> <p>Notas</p> <ul style="list-style-type: none"> [1] FERC – Federal Energy Regulatory Commission (EUA): agência que regula tarifas e investimentos prudentes em transporte interestadual de gás, eletricidade e petróleo. [2] PHMSA – Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (EUA): órgão responsável por segurança de gasodutos e oleodutos, inspeções e integridade. [3] Ofgem – Office of Gas and Electricity Markets (Reino Unido): regulador de energia que aplica o modelo RIIO. [4] RIIO – Revenue = Incentives + Innovation + Outputs (Reino Unido): modelo de regulação por incentivos. [5] CNMC – Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Espanha): regulador espanhol de energia e concorrência.
----------	---

	<p>[6] ACER – Agency for the Cooperation of Energy Regulators (UE): coordena reguladores nacionais e define diretrizes de mercado.</p> <p>[7] CEER – Council of European Energy Regulators (UE): conselho que integra reguladores nacionais.</p> <p>[8] ENTSOG – European Network of Transmission System Operators for Gas (UE): associação dos TSOs que elabora o TYNDP.</p> <p>[9] TYNDP – Ten-Year Network Development Plan (UE): plano decenal de expansão de gás elaborado pela ENTSOG.</p> <p>[10] TEN-E – Trans-European Networks for Energy (UE): regulamento que define projetos estratégicos de energia.</p> <p>[11] NEB – National Energy Board (Canadá, hoje CER – Canada Energy Regulator): regula projetos de energia e infraestrutura.</p> <p>[12] AACEI – Association for the Advancement of Cost Engineering International (EUA): define classes de estimativas de custos (Classe 5 a Classe 1).</p>
9 CBIE	<p>No que diz respeito à realização da consulta, chama a atenção o documento elaborado pela ATGás como fonte de planejamento de expansão da malha de transporte de gás canalizado. Atualmente não há jurisprudência regulatória quanto à utilização de uma associação financiada com recursos das empresas de transporte de gás canalizado existentes para elaborar o plano de expansão da malha, o que caracteriza um exemplo de autorregulação, prática vedada em todos os setores regulados mundialmente.</p> <p>Não há impedimento para que as transportadoras compartilhem os planos privados de expansão de malha para que o regulador elabore os seus próprios planos, assim como ocorre no setor elétrico, em que distribuidoras de energia elétrica e gás canalizado fornecem projeções de demanda futura em suas respectivas áreas de concessão para que o poder concedente e o regulador realizem os planos de expansão e organizem os leilões de energia. O que não é permitido é que as próprias empresas ou as associações que as representam elaborem o plano. Na ausência de um órgão equivalente ao ONS no setor de gás natural, o plano de expansão deveria ser elaborado pelo poder concedente federal. Neste caso, o Ministério de Minas e Energia (MME), cuja prerrogativa de elaboração de normas para o setor energético é estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e cujo planejamento é realizado por intermédio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) vinculada ao ministério.</p> <p>No setor elétrico, o ONS, em conjunto com a EPE, realiza os relatórios R1, R2, R3 e R4 e o planejamento diário, semanal, mensal e de longo prazo por meio dos planos de operação e expansão (PAR-PEL), recebendo como insumo as informações dos stakeholders do setor. Com base nessas informações, a ANEEL, em conjunto com a EPE, realiza os leilões de expansão e decide sobre investimentos, reforços ou licitações conforme a necessidade do sistema, avaliando de maneira integrada. Para o caso da distribuição de gás canalizado, as distribuidoras locais compartilham, direta ou indiretamente por meio da ABEGÁS, os planos quinquenais e estimativas de demanda futura, que são consolidadas pela EPE no planejamento nacional e pelas agências reguladoras estaduais para análise das expansões da malha em âmbito estadual e municipal.</p>

	<p>O documento chama atenção por alguns pontos principais, sendo eles:</p> <p>Falta de sintonia com planos anteriores propostos pela EPE, como o PDE, PIG e PIPE: Desconsidera projetos desenhados pela EPE em versões anteriores do PIG como o Gasoduto Brasil Central, que será responsável pela interiorização do gás natural. Além disso, o documento não cita projetos de novas UPGNs previstos pelo PIPE.</p> <p>Análise superficial sobre considerações de oferta e demanda: O Plano Coordenado não faz análise de ociosidade em Unidades de Processamento de Gás Natural, tampouco considera investimentos anunciados em expansão da oferta de gás natural, como é o caso de anúncios realizados pela Origem Energia e PetroReconcavo.</p> <p>Exclusão da região Centro-Oeste: O documento não possui nenhum gasoduto visando a expansão da oferta de gás natural na região Centro Oeste brasileiro, centro de produção agro no país, com impactos sobre a segurança energética e alimentar.</p> <p>Visão limitada do potencial energético brasileiro: O Plano não considera nenhuma fonte de produção de gás natural a partir de recursos não convencionais e explora de maneira simplória o potencial do biometano.</p> <p>Diante desse contexto, observa-se que o Plano Coordenado suscita pontos que precisam ser avaliados de forma mais aprofundada, sobretudo no que diz respeito à sua compatibilidade com os instrumentos oficiais de planejamento energético e à forma como incorpora as perspectivas de expansão da oferta e da demanda de gás natural. A ausência de alinhamento com estudos da EPE, a exclusão de determinadas regiões estratégicas e a análise limitada sobre recursos não convencionais e biometano evidenciam a necessidade de uma avaliação criteriosa. "</p>
10 NEWEN	<p>O ano de 2025 está com grandes marcos regulatórios do setor de gás natural brasileiro, com diversas propostas de normativos da ANP em Consulta Pública, como a classificação de gasodutos de transporte, a revisão da RANP 15, a avaliação da Base Regulatória de Ativos das Transportadoras etc.</p> <p>Fora do âmbito da ANP, mas ainda dentro da indústria do gás natural, há o LRCAP 2026 e a divulgação do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano.</p> <p>Diante de todos esses temas em aberto, parece importante que todas as ações relacionadas possam ser avaliadas de uma forma integrada, caso assim não seja feito há o risco de se estabelecer diretrizes imperfeitas ou eventualmente equivocadas. Adicionalmente, sugere-se que o presente Plano seja revisto com base nas contribuições apresentadas neste formulário.</p>

	<p>Após essa revisão, o Plano deveria utilizar como base as premissas utilizadas no PNIIGB, em conjunto com a EPE, para que haja uma harmonização sobre os direcionamentos para o setor de gás natural.</p> <p>Feitos todos esses ajustes, o Plano poderia ser reenviado para Consulta Pública. Um documento que visa coordenar a expansão da malha de transporte brasileiro deve ser elaborado e publicado em um momento em que as bases regulatórias estão estabelecidas. Publicá-lo em um momento de grandes mudanças como está sendo 2025 traz riscos de caducidade precoce.</p>
11 SALOMON	<p>O documento traduz-se como uma mera lista de projetos e determinadas análises de oferta e demanda de gás natural, e não como um plano robusto responsável por guiar a segurança de suprimento para os próximos 10 anos – conforme escopo definido explicitamente para o Plano Coordenado do Sistema de Transporte de Gás previsto na Lei do Gás. Essa conduta compromete a credibilidade do plano como instrumento de política pública, ao passo que contraria a função atribuída à ANP de assegurar um planejamento orientado ao interesse público, ao abastecimento nacional e à eficiência setorial. Em um momento em que a própria agência discute a metodologia de tarifação no regime de entrada e saída, a publicação de um plano com critérios frágeis e base técnica restrita representa risco de insegurança jurídica e de indução a erros na formulação tarifária, com potencial de impacto negativo para consumidores, investidores e demais agentes do setor.</p> <p>O plano reflete um diagnóstico parcial do setor, afetado pela ausência de participação equitativa entre agentes e pela condução do processo por entidade sem legitimidade jurídica. A falta de governança regulatória compromete a credibilidade e a efetividade do plano como instrumento de coordenação. O Plano também deixa de considerar como as conclusões do iminente Plano Nacional Integrado de Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB) da EPE poderão impactar as projeções da ATGás.</p> <p>Esta desconexão viola o princípio da eficiência administrativa (art. 37 da CF) e compromete a rationalidade dos investimentos em infraestrutura, podendo resultar em ativos ociosos ou insuficiência de capacidade em regiões estratégicas.</p> <p>Além disso, ainda que se reconheça a existência de variações legítimas nos custos de implantação de gasodutos em função de diferenças regionais (logística, topografia, disponibilidade de materiais, mão de obra, condições ambientais), é essencial que a ANP estabeleça um padrão de referência para custos estimados. Esse padrão poderia ser estruturado por parâmetros técnicos objetivos — como material da tubulação, pressão de operação, diâmetro e região geográfica — e serviria de base para comparação entre projetos e alternativas, tanto no planejamento coordenado quanto na análise de viabilidade individual. Tal metodologia padronizada facilitaria a avaliação e o confronto entre alternativas, sem perder</p>

	<p>de vista que as estimativas presentes no plano são projeções iniciais e que os investimentos efetivos deverão ser detalhados, controlados e aprovados pela ANP em fases posteriores, já com maior maturidade técnica e executiva.</p> <p>Não é aceitável que haja discrepâncias significativas nos valores apresentados pelas diferentes transportadoras para obras de natureza semelhante, seja na implantação de novas estações de compressão, seja na construção de trechos de gasoduto. Essas variações prejudicam a comparação objetiva de soluções e podem distorcer o processo de priorização de investimentos.</p> <p>Considerando que as transportadoras dispõem de experiência acumulada de décadas na operação e manutenção da malha e conhecem com precisão os custos típicos de obras e serviços, seria razoável esperar que apresentassem estimativas mais consistentes, mesmo em estágios preliminares de projeto. Uma padronização dos critérios e insumos de cálculo, associada à indicação clara do grau de maturidade de cada projeto (pré-conceitual, conceitual, básico, executivo), reduziria variações excessivas e daria mais robustez técnica e transparência ao processo de planejamento.</p>
12 ZENERGAS	<p>O documento traduz-se como uma mera lista de projetos e determinadas análises de oferta e demanda de gás natural, e não como um plano robusto responsável por guiar a segurança de suprimento para os próximos 10 anos – conforme escopo definido explicitamente para o Plano Coordenado do Sistema de Transporte de Gás previsto na Lei do Gás. O plano reflete um diagnóstico com a condução do processo por entidade sem legitimidade jurídica. A falta de governança regulatória compromete a credibilidade e a efetividade do plano como instrumento de coordenação. O Plano também deixa de considerar como as conclusões do iminente Plano Nacional Integrado de Infraestruturas de Gás Natural e Biometano (PNIIGB) da EPE poderão impactar as projeções da ATGás.</p> <p>Não são razoáveis as variações nos custos de implantação de gasodutos propostos, ainda que existam diferenças regionais (logística, topografia, disponibilidade de materiais, mão de obra, condições ambientais), é essencial que a ANP estabeleça um padrão de referência para custos estimados. Esse padrão poderia ser estruturado por parâmetros técnicos objetivos — como material da tubulação, pressão de operação, diâmetro e região geográfica — e serviria de base para comparação entre projetos e alternativas, tanto no planejamento coordenado quanto na análise de viabilidade individual. Tal metodologia padronizada facilitaria a avaliação e o confronto entre alternativas, sem perder de vista que as estimativas presentes no plano são projeções iniciais e que os investimentos efetivos deverão ser detalhados, controlados e aprovados pela ANP em fases posteriores, já com maior maturidade técnica e executiva.</p> <p>Para efeito de análise de alternativas, as discrepâncias significativas nos valores apresentados pelas diferentes transportadoras para obras de natureza semelhante, seja na implantação de novas estações de compressão, seja na construção de trechos de gasoduto, prejudicam a comparação objetiva de soluções e podem distorcer o processo de priorização de investimentos.</p>

	Afinal, as transportadoras dispõem de experiência acumulada de décadas na operação e manutenção da malha e conhecem com precisão os custos típicos de obras e serviços, sendo razoável esperar que apresentem estimativas mais consistentes, mesmo em estágios preliminares de projeto.
13 CIDADÃO 1	<p>O documento se aproxima de um rol de projetos com análises setoriais pontuais, sem a robustez exigida para orientar a segurança de suprimento na próxima década, em desconformidade com a Lei do Gás. Isso fragiliza a credibilidade do Plano como instrumento de política pública e aumenta o risco de insegurança jurídica, especialmente quando a própria ANP debate metodologia tarifária no regime de entrada e saída.</p> <p>O Plano decorre de processo conduzido por entidade sem legitimidade jurídica, com participação assimétrica de agentes, e não incorpora a forma como o iminente PNIIGB da EPE pode alterar as projeções. Tal desconexão contraria o princípio da eficiência administrativa e pode gerar ociosidade de ativos ou insuficiências em áreas estratégicas.</p> <p>Reconhecidas as variações regionais de custos, é necessário que a ANP estabeleça um padrão de referência para custos estimados fim de permitir comparabilidade e priorização isonômica. Discrepâncias relevantes entre transportadoras em obras equivalentes não se justificam e comprometem a avaliação objetiva.</p> <p>Considerando a experiência acumulada das transportadoras, espera-se consistência mínima mesmo em estágios preliminares. A padronização de critérios e insumos, com indicação do grau de maturidade do projeto, reduzirá variações, reforçará a transparência e conferirá maior solidez técnica ao planejamento.</p>
19 SCGÁS	A sobreposição de Consultas Públicas sobre temas complexos e interligados tem dificultado a participação qualificada dos agentes do setor de gás. A falta de tempo adequado compromete análises técnicas aprofundadas e essenciais e pode gerar inconsistências regulatórias. Para garantir segurança e equilíbrio de mercado, é fundamental que a ANP prorrogue os prazos, reorganize a agenda e assegure transparência no processo.
20 SULGÁS	<p>Diante da interdependência e da criticidade de ambos os projetos para a Região Sul, a Sulgás sugere e solicita à ANP que:</p> <ol style="list-style-type: none"> Priorize, de forma conjunta, a aprovação e o acompanhamento dos projetos ECOMP Gaspar (TBG_001) e Expansão do Trecho Sul do Gasbol (TBG_002), reconhecendo seu papel combinado e fundamental para a confiabilidade e expansão do suprimento de gás natural para a Região Sul. Sincronizar dos cronogramas de implementação dos projetos ECOMP Gaspar (TBG_001) e Expansão do Trecho Sul do Gasbol (TBG_002) uma vez que estão previstos para 2029 e 2030, apresentando um plano de execução detalhado que permita o alinhamento com os planos de investimento das concessionárias, acompanhando as projeções de demanda.

	<p>3. Solicite à TBG a apresentação de um cronograma atualizado e detalhado especificando a capacidade real que será disponibilizada para cada Estado após a conclusão das obras. Adicionalmente, solicitamos que seja informado se há outros investimentos previstos para este trecho que possam complementar a expansão.</p> <p>4. Adote as medidas regulatórias necessárias para assegurar que os prazos e metas de ambos os projetos sejam cumpridos, garantindo que os benefícios desta visão integrada para a infraestrutura do Sul se materializem no menor tempo possível para a sociedade.</p> <p>Manifestamos nosso total apoio à implementação de ambos dos empreendimentos ECOMP Gaspar (TBG_001) e Expansão do Trecho Sul do Gasbol (TBG_002) que são fundamentais para a garantia de segurança energética e impulsionadores do crescimento econômico do Estado do Rio Grande do Sul.</p>
21 IEE-USP	<p>O Plano da ATGás representa um exercício relevante de sistematização de informações sobre infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil. Deve ser reconhecido o esforço metodológico de reunir diagnósticos de oferta, demanda e pontos de entrada, bem como de propor cenários de expansão de capacidade. Trata-se de contribuição importante para ampliar a transparência e estimular o debate público em um setor historicamente concentrado e bem pouco transparente.</p> <p>Entretanto, o Plano da ATGás apresenta limitações estruturais que precisam ser explicitadas. Seu ponto forte está na capacidade de organizar dados dispersos sobre a rede atual e projetar cenários de novos investimentos. Mas as fraquezas decorrem justamente do viés institucional de origem: sendo elaborado pelos transportadores, o documento reflete interesses de agentes que têm incentivos claros em induzir novos projetos de gasodutos, muitas vezes de alto CAPEX, como resposta quase automática a diagnósticos de declínio de oferta ou expansão de demanda.</p> <p>O risco dessa abordagem é induzir conclusões deterministas – por exemplo, assumir declínio irreversível de bacias maduras ou crescimento linear de demandas difusas – que acabam por justificar de antemão grandes obras, sem a devida comparação com alternativas já disponíveis, como o uso incremental de terminais de GNL, revamp de UPGNs, reversibilidade de fluxos ou integração de biometano.</p> <p>Há oportunidades mal exploradas que poderiam reduzir custos sistêmicos e aumentar a resiliência: integração de terminais de GNL à malha; valorização de cenários de integração regional com Bolívia e Argentina; e adoção de modelagens probabilísticas para demandas termelétricas e industriais. O Plano, ao adotar médias ou máximos históricos como premissas, deixa de incorporar metodologias de risco que permitiriam maior realismo e transparência.</p> <p>Do ponto de vista institucional, cabe reconhecer que o Plano da ATGás não deve ser tomado pela ANP como referência exclusiva ou mesmo principal para o cumprimento de seu mandato legal de planejamento. Ao contrário, deve ser</p>

	<p>entendido como insumo parcial, a ser confrontado com análises independentes da EPE, do MME e de consultorias acadêmicas e regulatórias. A própria formulação legal que delega aos transportadores a responsabilidade de apresentar o Plano merece revisão crítica: atribuir a agentes privados, com interesses claros em expandir ativos regulados, o papel de produzir o documento-base de planejamento setorial cria riscos de captura regulatória e de desalinhamento com a política energética nacional.</p> <p>É fundamental que a ANP e o governo federal se posicionem como árbitros técnicos e institucionais, utilizando o Plano da ATGás como contribuição importante, mas jamais como linha mestra de planejamento.</p> <p>Em síntese, o Plano da ATGás é um avanço, mas limitado. Reconhece-se sua importância como exercício de transparência e organização de informações. Mas suas fraquezas – excesso de determinismo, viés pró-expansão, subestimação de alternativas e ausência de metodologias probabilísticas – impedem que seja aceito como referência suficiente para orientar políticas públicas. A oportunidade para o Brasil está em equilibrar esse documento com análises independentes e mais abrangentes, que incorporem riscos, cenários regionais e a utilização da infraestrutura existente. Só assim será possível construir uma malha de transporte de gás competitiva, resiliente e alinhada à transição energética.</p>
22 ABEGÁS	<p>Manifestamos profundas preocupações em relação ao disposto nos planos propostos, especialmente em relação aos montantes de investimentos envolvidos, da ordem de R\$ 37,3 bilhões, distribuídos da seguinte forma: R\$ 23,7 Bilhões em atendimento a novos mercados; R\$ 11,1 Bilhões em Segurança de Suprimento; R\$ 2,4 Bilhões em integração entre áreas de mercado; e 77 Milhões em transição energética.</p> <p>A ordem de grandeza dos investimentos propostos, frente aos avanços do sistema de transporte nos últimos anos é totalmente incompatível. Cientes de que há investimentos necessários frente as mudanças de fluxo ou gargalos existentes, eventuais montantes sugeridos de investimentos devem ser avaliados com rigor quanto à sua necessidade e prudência, de forma que se considere o real custo-benefício dos projetos e respectivas viabilidades técnico-econômicas.</p> <p>O Plano apresentado carece de melhorias metodológicas que identificamos a seguir, além de questões que merecem especial atenção dessa ANP.</p> <p>Defasagem Temporal: O documento foi elaborado em agosto de 2023, gerando uma defasagem que não captura a evolução recente do mercado. Projetos apresentados como de ""alto grau de incerteza"" no Plano já se encontram em adiantado processo de análise e aprovação pela ANP, por exemplo as ECOMP Gaspar e ECOMP Japeri. Assim, questiona-se a utilidade da proposta como instrumento de planejamento.</p> <p>Falta de Critérios e Análise de Alternativas: O Plano necessita de critérios transparentes para a seleção de projetos, não apresentando análise de alternativas ou justificativas robustas para as opções propostas. Ignora variáveis cruciais, como</p>

	<p>os impactos de potencial entrada de gás Argentino via Bolívia e a ampliação da capacidade de entrada de gás natural liquefeito (GNL) via terminais, que poderiam alterar fundamentalmente a necessidade e a localização de investimentos.</p> <p>Falta de Referência de Custos: Não há qualquer detalhamento ou justificativa para os valores de investimento apresentados, impossibilitando uma análise de economicidade. Notam-se diferenças significativas e inexplicadas nos custos entre projetos similares, o que demandará uma padronização de critérios e transparência nos cálculos.</p> <p>Projeções de Demandas Não Fundamentadas: As projeções de demanda que embasam a necessidade dos investimentos carecem de fundamentação sólida. Não são apresentados cenários alternativos e há uma clara desconsideração dos impactos da demanda termoelétrica que pode advir do Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) a ser realizado, cujas diretrizes ainda estão em definição.</p> <p>Em que pese, inclusive, uma visão das distribuidoras para a real necessidade de alguns investimentos – estes devem estar sujeitos a uma visão de prudência diante dos custos e incertezas apresentados pelas transportadoras. As medidas propostas nesta manifestação visam assegurar a necessária sequência lógica, a segurança jurídica e a eficiência do processo regulatório, evitando decisões precipitadas que possam impactar negativamente o desenvolvimento de um mercado de gás natural competitivo e eficiente no Brasil.</p> <p>Observa-se, ainda, a necessidade de cumprimento do disposto no §2 do Art.4 da Lei 14.131/21 e do Art. 6-F do Decreto 10.712/21, que consideram a necessidade de processo seletivo para escolha dos projetos mais vantajosos, do ponto de vista técnico e econômico, além da participação de outros interessados em projetos de investimentos, por meio de processo seletivo público.</p>
25 ABRACE	<p>Segundo o relatório da SIMPIPE, os projetos apresentados por cada uma das transportadoras foram divididos em duas janelas temporais, 2028 e 2033 de acordo com o ano previsto para sua entrada em operação. Entretanto, como já comentamos o rito para a aprovação dos projetos e a forma com que serão incluídos à BRA não estão claros. Se haverá consultas públicas específicas para cada empreendimento previsto antes da autorização de construção ou se o momento em que o mercado poderá opinar, com exceção daqueles que deverão passar, necessariamente por chamada pública incremental, será na revisão tarifária.</p> <p>Sendo assim, seria desejável que as simulações considerassem a estimativa de implementação de cada projeto e seu impacto nos custos e fluxos de gás no sistema, pelo menos para aqueles projetos que se encontram em estágios mais avançados e que poderão ser considerados no próximo ciclo tarifário.</p>

28 IBP	<p>Em relação ao relatório da SIMPIPE em si, para 2028 chama a atenção a TBG apenas considerar o ponto de recebimento para o Biometano, em detrimento das correções das restrições que possibilitarão o aumento da oferta de capacidade em pontos que têm se mostrado congestionados. Para tanto, pedimos a análise da transportadora em relação às condições operacionais atuais para que seja verificada se a congestão observada é física ou contratual e os investimentos possam ser analisados com menor assimetria de informação.</p> <p>Para projetos concorrentes, a exemplo do GASINF e GASOG, Rota do Bode e Nordestão e GASFOR, considerando a ampliação de ECOMPs mencionadas, questionamos se, em uma análise integrada de custo-benefício as transportadoras já não deveriam apresentar a melhor rota, àquela mais eficiente, eliminando a menos viável e com maior impacto tarifário. Se ainda, pelo nível de maturidade do investimento essa análise for prematura, questionamos quando poderá ser apresentada pelas transportadoras e pedimos que seja apresentada a periodicidade para revisão dos planos para que tais simulações sejam contempladas. Nossa sugestão é que a revisão aconteça a cada dois anos.</p> <p>As projeções de oferta são apresentadas em termos de vazão do duto, sem acompanhar dados históricos de cada ponto. Para a demanda, as projeções de vazão são comparadas à vazão máxima de cada ponto. Mas para alguns pontos utilizaram-se premissas distintas daquelas mencionadas no Plano Coordenado sem qualquer explicação. Portanto, de um modo geral, vislumbramos a necessidade de um refinamento e maior explicação sobre as informações (de cada ponto de entrega e recepção) apresentadas nesta proposta de plano coordenado.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Seria interessante que o plano apresentasse uma estimativa de investimento e tempo de implantação de cada projeto. As fichas dos projetos disponibilizadas na Consulta Pública possuem campos para essas informações, mas há informações que ainda não foram disponibilizadas. No CAPEX dos projetos, por exemplo, observa-se a necessidade de se indicar quais metodologias foram utilizadas. 2. Ademais, uma sugestão que facilitaria o trabalho de análise dos projetos seria a implementação de algum tipo de recurso visual que permitisse uma visão “cruzada” entre o cronograma de implementação dos projetos e a estimativa de crescimento da demanda ao longo do tempo. Essa forma facilitaria a identificação da necessidade (ou não) de determinados projetos ao longo do tempo. 3. Também é importante que a ANP considere o cronograma de entrada em operação das novas unidades de produção e/ou consumo de gás natural (com Decisão Final de Investimento e Plano de Desenvolvimento aprovados) para garantir que as transportadoras priorizarão as obras necessárias para reforçar a malha e não serão um gargalo para o início das operações desses projetos.
-----------	--

	<p>Há que se considerar no processo decisório para entrada em operação de novos pontos de entrada e recebimento se há necessidade de investimentos em reforço da malha (ECOMPs) para eliminar gargalos nos fluxos de gás no sistema integrado de transporte, garantindo que toda oferta, independentemente do ponto de entrada, seja capaz de atender a demanda, sem restrições de capacidade nos fluxos ao mesmo tempo que a eficiência do uso das malhas é garantido.</p> <p>4. Embora as soluções físicas sejam geralmente mais eficazes, sua implementação pode acarretar custos mais elevados e soluções comerciais podem servir para mitigar possíveis congestionamentos. Portanto, é essencial avaliar a viabilidade dessas soluções dentro do plano de expansão do transportador e do crescimento do cenário de oferta e demanda.</p> <p>Assim, os custos associados a possíveis alternativas, como, por exemplo, serviços de retirada de congestionamento, devem ser comparados aos custos de investimentos propostos, até como forma de justificar tais investimentos incrementais. Nesse sentido, seria pertinente incluir uma análise dos custos dessas alternativas, como a utilização de terminais de GNL, mesmo que ainda não estejam conectados à malha de transporte.</p> <p>Essa abordagem permitirá uma melhor compreensão da criticidade dos investimentos, dos custos relacionados ao congestionamento e ajudará a confirmar o momento mais adequado para realizar investimentos mais significativos, a partir do monitoramento do crescimento da demanda.</p> <p>5. Entendemos que, dentre os projetos propostos no Plano Coordenado que irão compor a Base Regulatória de Ativos, é necessária uma análise clara e transparente sobre como esses custos serão distribuídos entre os carregadores de todas as malhas, especialmente considerando a existência de gargalos que afetam a malha de gás natural como um todo.</p> <p>Entendemos que existem projetos dentre os listados que deveriam ser “remunerados” por todos os usuários do sistema de transporte, por terem efeitos sistêmicos positivos.</p> <p>Desta forma, a solução de gargalos como, por exemplo, aqueles localizados no Sudeste e que beneficiam o Sul do Brasil, não devem ser arcadas exclusivamente pelos carregadores da região Sudeste. Para que o sistema funcione de maneira justa e eficiente, é essencial harmonizar os impactos tarifários entre as diferentes regiões. Isso requer uma base regulatória integrada que leve em consideração as interconexões, garantindo que os custos sejam distribuídos de forma equitativa e que todos os carregadores do sistema sejam tratados de maneira justa.</p> <p>A ausência de mecanismo que permita a transferência de receita entre as transportadoras pode levar a tarifas diferenciadas e perda de competitividade de diferentes ofertas de gás natural, a depender do seu ponto de entrada-saída no sistema de transporte.</p>
--	--

	<p>6. Entendemos que é de extrema importância que os valores considerados de investimentos para todos os empreendimentos sejam revisados para que estejam o mais próximo possível da realidade, a fim de refletir com maior precisão o impacto tarifário.</p> <p>Dado que as projeções foram apresentadas em meados de 2023, necessária a revisão e atualização das projeções de oferta e demanda, principalmente em consonância com o mercado.</p> <p>7. Dado que os projetos com motivação de Atendimento a Novos Mercados representam mais de 60% de todos os investimentos projetados, entendemos que é preciso que estes projetos venham acompanhados de justificativas que explicitem que a rede atual não é capaz de atender a demanda projetada – avaliações termo hidráulicas, nível de ociosidade etc.</p> <p>8. Atualização do Plano para estar alinhado à visão decenal prevista em Lei. É importante que o Plano Coordenado apresentado esteja em linha com a visão decenal prevista no Artigo 15, Parágrafo 3º da Lei 14.134/2021.</p> <p>9. Considerando a ausência de regulação e instituição do(s) gestor(es) de área de mercado, o plano coordenado, ora em análise, foi submetido pela ATGás, associação que representa as transportadoras dutoviárias de gás natural no Brasil. Entretanto, em que pese haver cinco transportadoras operacionais no país, o referido plano contempla apenas o planejamento de três transportadoras, quais sejam: TAG, NTS e TBG.</p> <p>Entendemos ser importante a inclusão do planejamento das demais transportadoras no Plano Coordenado, sobretudo considerando as perspectivas de integração do mercado de gás brasileiro com outros mercados.</p> <p>10. Buscando dar legitimidade ao processo de planejamento, destacamos a necessidade de implementação pela ANP do rito regulatório e a governança para a aprovação dos investimentos serem elaborados previamente pela ANP e considerando o necessário diálogo discutidos com o mercado, de modo a garantir que as regras estejam claras, inclusive para determinar quais investimentos devem ou não ser considerados integrantes do sistema de transporte e como seus custos serão incorporados à Base Regulatória de Ativos (BRA) das transportadoras (art. 16 da Lei nº 14.134/2021).</p> <p>Ressalta-se a importância de separar os investimentos voltados para o atendimento de interesses específicos, destacando que tais ativos não devem ser incorporados à BRA das transportadoras para socialização de seus custos com os demais carregadores.</p>
--	---

	<p>11. Não está claro em que medida os riscos do planejamento serão compartilhados com os carregadores, considerando as incertezas de longo prazo. O Plano Coordenado apresentado reúne projetos em diferentes estágios de maturidade e, como a ANP ainda não regulou o tema, permanece a dúvida sobre quando e como tais investimentos serão aprovados e incorporados à BRA. Diante disso, é importante esclarecer qual é o objetivo desta consulta pública:</p> <ul style="list-style-type: none">• se subsidiar a EPE na elaboração do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano;• se aprovar os investimentos listados, indicando aqueles que passarão por chamada pública incremental; ou• se já definir investimentos a serem considerados no próximo ciclo tarifário. <p>12. O Plano Coordenado contempla projetos concorrentes entre si. Entretanto, não é feita uma análise de sensibilidade para qual alternativa seria a mais econômica e eficiente de acordo com diferentes cenários de demanda por capacidade. Além disso, há projetos para correção de gargalos e ou voltados para a segurança de suprimento que só se viabilizam em cenários pontuais.</p> <p>13. O Plano Coordenado não apresenta análises do custo-benefício de cada projeto, incluindo os custos evitados de modo a identificar interesse comum ou específico. Também não foi apresentado, para fins de análise comparativa, o status atual do sistema de transporte — como sua capacidade técnica ou ainda o nível de ociosidade. É importante avaliar em que medida essa ociosidade pode absorver o crescimento esperado da demanda, sobretudo diante do vencimento, no horizonte decenal, de contratos legados que possuem elevada flexibilidade e influenciam a disponibilidade de capacidade ao mercado. No que se refere às projeções utilizadas para a proposta de Plano Coordenado apresentada, não está claro o tratamento metodológico aplicado aos dados que embasaram os cenários — em especial, qual metodologia foi adotada pelas transportadoras e se todas utilizaram a mesma base de informações.</p> <p>14. Considerando a dinâmica do mercado de óleo e gás e a sua sensibilidade dos custos e estratégias de investimento à geopolítica internacional, sugerimos a apresentação de cenários alternativos — positivo e negativo — contemplando a resiliência dos investimentos propostos indicando em que medida permanecerão viáveis diante de eventuais variações na demanda.</p> <p>15. Alternativamente à realização simulações de fluxos de gás apenas para os marcos temporais de 2028 e 2033, é recomendado que sejam considerados os projetos prováveis — aqueles com FID ou projeto executivo concluído — separados dos projetos possíveis, que ainda apresentam elevado grau de incerteza e demandam análises adicionais. Desta forma é possível fornecer uma estimativa clara do volume de investimentos esperado, permitindo avaliar tanto os impactos tarifários quanto os prazos de implementação de cada projeto.</p>
--	---

	16. A avaliação do Plano Coordenado por parte dos agentes ao longo do processo de consulta pública não implica aprovação dos projetos. Nestes termos, é importante frisar a necessidade de que qualquer aprovação de investimentos seja realizada com o devido crivo de entidades competentes após o necessário diálogo com o mercado.
--	--

O presente relatório deve ser disponibilizado no sítio da ANP na internet, com o objetivo de atender ao disposto no art. 11 da Resolução ANP nº 846, de 25 de junho de 2021, e art. 14 da Instrução Normativa ANP nº 8, de 17 de agosto de 2021.

