

# FORMULÁRIO DE CONTRIBUIÇÕES

## CONSULTA PÚBLICA PORTARIA GM/MME Nº 822, DE 08 DE NOVEMBRO DE 2024, de 08/11/2024 a 08/12/2024

Este formulário deverá ser anexado como documento de contribuição na plataforma de Consultas Públicas do site do Ministério de Minas e Energia (<https://antigo.mme.gov.br/pt/web/guest/servicos/consultas-publicas>), dentro do período estabelecido.

Apenas serão consideradas válidas as contribuições encaminhadas através do Portal de Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia durante o prazo de vigência da Consulta Pública. Documentos recebidos fora do padrão disponibilizado não serão priorizados na análise. A análise das contribuições recebidas será publicada posteriormente.

### Contribuições para aprimoramento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 - PDE 2034 e das Diretrizes para o Plano Decenal de Expansão de Energia 2035 - PDE 2035

Nome: Rogério A. Manso da Costa Reis

Instituição: Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto - ATGás

- |   |   |
|---|---|
| <input type="checkbox"/> setor público<br><input checked="" type="checkbox"/> setor privado<br><input type="checkbox"/> organização não governamental | <input type="checkbox"/> instituição de pesquisa/ensino<br><input type="checkbox"/> organizações sociais<br><input type="checkbox"/> outros |
|---|---|

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
7. Gás Natural	7. Gás Natural	N/A	N/A	A flexibilidade atual do Sistema de Transporte de Gás Natural no Brasil é amplamente sustentada por terminais de GNL, que desempenham um papel crítico na garantia de suprimento diante de variações de demanda e de produção. No entanto, a conexão de futuros projetos de estocagem subterrânea de gás natural representa uma oportunidade significativa de fortalecimento da infraestrutura energética nacional. A estocagem subterrânea não apenas	Sugestão de inclusão de novo 4º parágrafo para tratar da importância estratégica da conexão de futuras instalações de estocagem subterrânea de gás natural ao Sistema de Transporte de Gás Natural.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				complementaria a flexibilidade oferecida pelos terminais de GNL e pela própria rede de transporte, mas também aumentaria a resiliência e a capacidade de resposta do sistema a flutuações sazonais e emergências, reduzindo a dependência de importações e otimizando o uso do Sistema de Transporte de Gás Natural.	
7. Gás Natural	7.1. Infraestrutura	8º parágrafo	Quanto aos gasodutos de transporte, há 9.409 km em operação (MME, 2023b), abrangendo todas as regiões, bem como outros 11 km do gasoduto de transporte GASIG já construído, localizado entre os municípios de Itaboraí/RJ e Guapimirim/RJ como parte do polo Gaslub/RJ, que ainda não está em operação. O GASIG possui 24 polegadas e capacidade de 18,2 milhões de m <sup>3</sup> /dia, e teve autorização de pré-operação publicada em 19/02/24, válida por 180 dias (DOU, 2024a).	Quanto aos gasodutos de transporte, há 9.409 km em operação (MME, 2023b), abrangendo todas as regiões, bem como outros 11 km do gasoduto de transporte GASIG já construído e operando, localizado entre os municípios de Itaboraí/RJ e Guapimirim/RJ, conectado ao Gaslub/RJ (Boaventura). O GASIG possui 24 polegadas e capacidade de 18,2 milhões de m <sup>3</sup> /dia, e teve autorização de operação publicada no D.O.U de 29/05/2024 (Autorização SIM-ANP nº 302, de 28/05/2024).	Contribuição com fito de atualizar informações do gasoduto GASIG, que possui autorização de operação definitiva (Autorização SIM-ANP nº 302, de 28 de maio de 2024 – DOU de 29-05-2024). Retirada da menção de que “não está em operação” o Polo GASLUB (Boaventura), em vista da Autorização ANP nº 539, de 6 de setembro de 2024 - DOU DE 09-09-2024.
7. Gás Natural	7.3. Demanda 7.4. Oferta	N/A	N/A	N/A	Sugestão: diferenciar oferta e demanda firme e apresentar de maneira separada da oferta e demanda total
7. Gás Natural	7.3. Demanda	7.3.2. Demanda Termelétrica	É prevista, no horizonte do estudo, a entrada em operação das seguintes UTEs vencedoras de leilões de energia: GNA III, Barcarena, Portocém, Trombudo e Oeste de Canoas I (MME, 2024). Também são previstas a entrada em operação das UTEs Azulão, Azulão	É prevista, no horizonte do estudo, a entrada em operação das seguintes UTEs vencedoras de leilões de energia: GNA III, Barcarena, Portocém, Trombudo e Oeste de Canoas I (MME, 2024). Também são previstas a entrada em operação das UTEs Azulão, Azulão II, Azulão IV e Manaus I, vencedoras	O projeto do Ponto de Saída Buriti se trata do investimento necessário para atender a nova demanda termelétrica de Manaus I decorrente do leilão de reserva de capacidade na forma de energia de 2022.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			II, Azulão IV e Manaus I, vencedoras do leilão de reserva de capacidade na forma de energia ocorrido no ano de 2022. Cabe ressaltar que a demanda termelétrica também inclui volumes indicativos que ainda não estão relacionados a projetos específicos, uma vez que se trata de demanda que ainda não foi objeto de leilões de energia elétrica.	do leilão de reserva de capacidade na forma de energia ocorrido no ano de 2022. <b>Com relação a Manaus I, a térmica se conectará à malha de transporte da TAG através da instalação do novo Ponto de Saída Buriti, em Manaus.</b> Cabe ressaltar que a demanda termelétrica também inclui volumes indicativos que ainda não estão relacionados a projetos específicos, uma vez que se trata de demanda que ainda não foi objeto de leilões de energia elétrica.	
7. Gás Natural	7.3. Demanda	7.3.2 Demanda Termelétrica	Por fim, as demais demandas termelétricas indicativas (não relacionadas à Lei nº 14.182/2021) foram consideradas como não interligadas à malha integrada de gás natural para fins de premissa deste PDE.	Por fim, as demais demandas termelétricas indicativas (não relacionadas à Lei nº 14.182/2021) foram consideradas como não interligadas <b>à malha integrada ao Sistema de Transporte</b> de Gás Natural para fins de premissa deste PDE, <b>como simplificação metodológica. É importante pontuar, no entanto, que a conexão das termelétricas ao Sistema de Transporte de Gás Natural de gasodutos é essencial para segurança energética do país.</b>	O PDE indica que UTEs flexíveis não relacionadas à Lei n 14.182/2021 não estariam conectadas ao Sistema de Transporte de Gás Natural, reforçando a continuação do modelo de “ilha de térmica” próxima aos dutos. Este modelo, contudo, priva o mercado do acesso a novas fontes de oferta de gás natural e, portanto, da competição, liquidez e redução de preços, subtraindo os benefícios econômicos da interconexão das fontes de suprimento ao Sistema de Transporte de Gás Natural a todos os agentes do mercado. Além disso, expõe o setor elétrico à indisponibilidade da fonte de suprimento dedicada, seja por manutenções ou situações inesperadas específicas.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
7. Gás Natural	7.3. Demanda	7.3.3. Projeções de Demanda	A demanda não-termelétrica apresenta um crescimento suave, característico deste segmento. Em relação a demanda atendida pelas CDLs (industrial, residencial, comercial e transportes), um crescimento de 3,2% a.a. é observado. Como destaque, os principais estados consumidores nesse segmento são: São Paulo, Rio de Janeiro, Bahia e Minas Gerais. O setor Industrial tem predominância na demanda atendida por CDLs, e o crescimento projetado inclui a conversão de algumas unidades produtivas de fontes energéticas tradicionais, principalmente o óleo combustível, para o gás natural.	A demanda não-termelétrica apresenta um crescimento suave, característico deste segmento. Em relação a demanda atendida pelas CDLs (industrial, residencial, comercial e transportes), um crescimento de 3,2% a.a. é observado. Como destaque, os principais estados consumidores nesse segmento são: São Paulo, Rio de Janeiro, Bahia e Minas Gerais. <b>Com relação à Bahia, a reclassificação do duto integrante do Terminal de Regaseificação da Bahia (TRBA) como duto de transporte é uma intervenção relevante para o pleno atendimento das demandas da Malha Bahia.</b> O setor Industrial tem predominância na demanda atendida por CDLs, e o crescimento projetado inclui a conversão de algumas unidades produtivas de fontes energéticas tradicionais, principalmente o óleo combustível, para o gás natural.	Importante destacar o projeto de reclassificação do duto integrante do Terminal de Regaseificação da Bahia (TRBA) como duto de transporte para atendimento das demandas da Malha Bahia.
7. Gás Natural	7.3. Demanda	7.3.3. Projeções de Demanda	N/A	<b>Atualmente, o estado de Minas Gerais, mais especificamente a região do Vale do Aço, é abastecido por gás natural por meio de um único ponto de suprimento, o que traz riscos à oferta, principalmente nas extremidades da rede de distribuição, e limita a expansão do mercado. A conexão entre o Sistema de Transporte de Gás Natural e a rede da empresa distribuidora local (GASMIG) em ponto adicional na região Leste do estado, notadamente o Vale do Rio Doce e Vale do Aço, é chave para o atendimento da demanda da região. Essa conexão ampliaria</b>	Sugestão de inserção de parágrafo sobre a importância da ampliação do acesso ao Sistema de Transporte de Gás Natural no estado de Minas Gerais através da conexão da rede de distribuição com o transporte.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				a disponibilidade de gás natural nesta relevante região econômica, de forma a impulsionar novas expansões da rede de distribuição, promovendo o desenvolvimento econômico e industrial da região. Adicionalmente, a alternativa de rota logística provida por esta conexão garantiria maior segurança no suprimento para a malha já existente.	
7. Gás Natural	7.4. Oferta	7.4.1. Oferta Nacional	O gás natural produzido na Bacia do SEAL em águas profundas será escoado até região próxima ao Porto de Sergipe/SE por meio do projeto SEAP, o qual se estima que comece a exportar gás já processado para a malha da TAG em 2029, com capacidade de 18 milhões de m <sup>3</sup> /dia (PETROBRAS, 2023a; EPBR, 2023e).	O gás natural produzido na Bacia do SEAL em águas profundas será escoado até região próxima ao Porto de Sergipe/SE por meio do projeto SEAP, o qual se estima que comece a exportar gás já processado para a malha da TAG depois de 2030, com capacidade de 18 milhões de m <sup>3</sup> /dia (PETROBRAS, 2023a; EPBR, 2023e).	Segundo Plano de Negócios 2025-2029 da Petrobras, o início das operações do projeto Sergipe Águas Profundas deve se dar somente a partir de 2030.  Fonte: EIXOS, 2024. Disponível em: <a href="https://eixos.com.br/gas-natural/mercado-de-gas/com-atrasos-em-sergipe-proximo-grande-projeto-de-gas-da-petrobras-fica-para-pos-2030/">https://eixos.com.br/gas-natural/mercado-de-gas/com-atrasos-em-sergipe-proximo-grande-projeto-de-gas-da-petrobras-fica-para-pos-2030/</a>
7. Gás Natural	7.5 Balanço	6º parágrafo	Esses volumes excedentes poderiam vir a ser distribuídos aos consumidores finais não conectados à malha por meio de GNL e GNC de pequena escala até que possam ser viabilizados gasodutos que venham a substituí-los.	Adicionar ao final do texto original:  No entanto, cabe salientar que mesmo iniciativas de pequena escala como o GNC a granel, podem implicar em investimentos no Sistema Transporte de Gás Natural, uma vez que o gás a ser comprimido pode ser retirado do Sistema de Transporte, podendo demandar a criação de novos Pontos de Saída.	O gás natural em pequena escala, como GNC a granel, pode demandar investimentos no sistema de transporte para atendimento do mercado, visto que o gás natural pode ser retirado do Sistema de Transporte de Gás Natural, não apenas ampliando a capilaridade do uso do gás, mas também contribuindo para a diversificação de seu uso.
7. Gás Natural	7.6 Simulações para a Malha Integrada	7.6.1 Malha Nordeste	Como se pode verificar na Figura 7-12, o somatório das ofertas potenciais é superior ao das demandas máximas	Como se pode verificar na Figura 7-12, o somatório das ofertas potenciais é superior ao das demandas máximas projetadas para o	O PDE indica que, de acordo com ofertas potenciais regionais e terminais de GNL existentes, o Nordeste não

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			<p>projetadas para o período, indicando que os consumidores do Nordeste poderiam ser atendidos pelo gás natural disponível na Região em todos os anos simulados. Em todos os anos simulados, com a oferta nacional somada à importação de GNL por meio dos terminais existentes, não houve necessidade de movimentação de gás natural vindo da malha Sudeste para a malha Nordeste. No entanto, por decisão operacional das transportadoras, além de aumentos ou reduções momentâneas na produção de alguns campos, podem vir a ocorrer fluxos de gás entre as regiões durante cada ano.</p>	<p>período, indicando que os consumidores do Nordeste poderiam ser atendidos pelos recursos disponíveis na própria região. Contudo, a dependência de uma fonte de suprimento localizada, aliada à eventual indisponibilidade de terminais de GNL no Nordeste, ressalta a importância de um mercado integrado de gás natural. Embora os resultados indiquem que pelo gás natural disponível na Região em todos os anos simulados, com a oferta nacional somada à importação de GNL por meio dos terminais existentes, não houve necessidade de movimentação de gás da malha Sudeste para a malha Nordeste durante os anos simulados, fatores como decisões operacionais das transportadoras e variações momentâneas na produção ou importação de gás natural podem gerar fluxos inter-regionais. Isso reforça a relevância de diversificar as fontes de suprimento conectadas ao Sistema de Transporte de Gás Natural, além de ampliar a resiliência da infraestrutura de transporte para assegurar a continuidade e flexibilidade do abastecimento à Região Nordeste. No entanto, por decisão operacional das transportadoras, além de aumentos ou reduções momentâneas na produção de alguns campos, podem vir a ocorrer fluxos de gás entre as regiões durante cada ano.</p>	<p>precisaria de gás do Sudeste em nenhum cenário. No entanto, a garantia de suprimento da região só pode ser assegurada através do acesso a múltiplas opções de fontes de suprimento de gás natural via Sistema de Transporte de Gás Natural. É nesse sentido que se encaixa o projeto da Estação de Compressão (ECOMP) Itajuípe, que garante flexibilidade, redundância e segurança de abastecimento necessárias ao Nordeste.</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
7. Gás Natural	7.6 Simulações para a Malha Integrada	7.6.1 Malha Nordeste	<p>Em relação às simulações termofluido-hidráulicas para este subsistema, foram localizadas restrições para o atendimento das demandas projetadas no horizonte de tempo deste Planejamento Decenal apenas no primeiro ano simulado, em 2025. Devido ao descomissionamento do terminal de GNL de Pecém/CE no fim de linha da malha integrada, somado à restrição de escoamento de gás nos gasodutos Nordeste e Variante Nordeste em direção à região mais setentrional da malha, ocorrem dificuldades de atendimento de grandes demandas de gás neste trecho da malha. É o caso da UTE Termoçu, no Rio Grande do Norte. Devido a uma oferta de gás natural projetada na UPGN de Guimarães em 2025 insuficiente para atendimento de todas as demandas próximas a ela na malha, existe a necessidade de uma expressiva movimentação de gás nos gasodutos do Nordeste em direção a esta região para suprir tais demandas, encontrando restrições de escoamento ao longo do caminho. Dessa forma, para a simulação realizada, foi necessário o desligamento dessa demanda termelétrica para conseguir atender às limitações de escoamento e as demais demandas de gás natural da malha existente no primeiro ano</p>	<p><del>Em relação às simulações termofluido-hidráulicas para este subsistema, foram localizadas restrições para o atendimento das demandas projetadas no horizonte de tempo deste Planejamento Decenal apenas no primeiro ano simulado, em 2025. Devido ao descomissionamento do terminal de GNL de Pecém/CE no fim de linha da malha integrada, somado à restrição de escoamento de gás nos gasodutos Nordeste e Variante Nordeste em direção à região mais setentrional da malha, ocorrem dificuldades de atendimento de grandes demandas de gás neste trecho da malha. É o caso da UTE Termoçu, no Rio Grande do Norte. Devido a uma oferta de gás natural projetada na UPGN de Guimarães em 2025 insuficiente para atendimento de todas as demandas próximas a ela na malha, existe a necessidade de uma expressiva movimentação de gás nos gasodutos do Nordeste em direção a esta região para suprir tais demandas, encontrando restrições de escoamento ao longo do caminho. Dessa forma, para a simulação realizada, foi necessário o desligamento dessa demanda termelétrica para conseguir atender às limitações de escoamento e as demais demandas de gás natural da malha existente no primeiro ano simulado. No entanto, diferentemente da simulação do PDE que trata apenas de demandas termelétricas máximas, devido às restrições, operacionalmente a UTE Termoçu pode ser</del></p>	<p>De acordo com o mapeamento de demanda realizado em 2023 pela TAG, e levando em consideração as fontes de injeções atuais, enxergamos restrição no Sistema de Transporte de Gás Natural por gasodutos entre Pernambuco e Ceará para todos os cenários futuros, considerando demanda de indústria e/ou térmicas. Neste cenário, o gargalo do Sistema de Transporte para abastecimento da região Nordeste é um problema estrutural e de longo prazo, não se limitando ao ano de 2028, relativamente ao despacho da UTE Termoçu, como indica o PDE. Cabe salientar que, a depender da materialização de projeções de demanda, novos investimentos em expansão do Sistema de Transporte de Gás Natural com base em loops de dutos e expansões de estações de compressão existentes podem ser necessários.</p>

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			simulado. No entanto, diferentemente da simulação do PDE que trata apenas de demandas termelétricas máximas, devido às restrições, operacionalmente a UTE Termoaçu pode ser atendida de forma parcial. No ano de 2029, no entanto, essa restrição não acontece, pois não está previsto despacho da UTE Termoaçu. Para 2034, mesmo que a UTE Termoaçu ou outra demanda da mesma magnitude estivesse ativa, o aumento da oferta da UPGN de Guamaré/RN no fim do horizonte seria suficiente para atendimento dessa demanda.	<del>atendida de forma parcial. No ano de 2029, no entanto, essa restrição não acontece, pois não está previsto despacho da UTE Termoaçu. Para 2034, mesmo que a UTE Termoaçu ou outra demanda da mesma magnitude estivesse ativa, o aumento da oferta da UPGN de Guamaré/RN no fim do horizonte seria suficiente para atendimento dessa demanda.</del>	
7. Gás Natural	7.6 Simulações para a Malha Integrada	7.6.1. Malha Nordeste	Por fim, ressalta-se que em consequência do aumento da oferta no Nordeste, a região tenderá a uma maior independência quanto ao gás natural importado, necessitando destas fontes apenas com intuito de balanceamento da malha.	Por fim, ressalta-se que em consequência do aumento da oferta no Nordeste <b>e do investimento em infraestruturas necessárias, como a ECOMP Itajuípe na Bahia, que garante suprimento e redundância ao sistema</b> , a região tenderá a uma maior independência quanto ao gás natural importado, necessitando destas fontes apenas com intuito de balanceamento do Sistema de Transporte de Gás Natural.	Importante notar que a região Nordeste adquire maior independência quanto ao gás natural não somente por conta do aumento da oferta na região, mas também por conta do investimento no projeto ECOMP Itajuípe, que garante segurança de suprimento e a redundância necessárias ao sistema.
7. Gás Natural	7.6. Simulações para a Malha Integrada	7.6.2 Malha Sudeste	A demanda termelétrica relacionada a UTEs Indicativas na malha Sudeste podem ser separadas em dois tipos distintos: (i) vinculadas a Lei nº 14.182/2021 e (ii) demais UTEs Indicativas. Para aquelas vinculadas à referida Lei, considera-se que serão conectadas na malha integrada em	A demanda termelétrica relacionada a UTEs Indicativas na malha Sudeste podem ser separadas em dois tipos distintos: (i) vinculadas a Lei nº 14.182/2021 e (ii) demais UTEs Indicativas. Para aquelas vinculadas à referida Lei, considera-se que serão conectadas ao <b>Sistema de Transporte de Gás</b>	A demanda termelétrica indicativa apresenta crescimento expressivo, no que diz respeito às UTEs da Lei nº 14.182/2021 nas regiões Sudeste e Nordeste, devido à maior disponibilidade de infraestrutura de gasodutos de transporte nessas



CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			pontos em que não causariam restrições à movimentação do gás natural.	<b>Natural</b> em pontos em que não causariam restrições à movimentação do gás natural, <b>como simplificação metodológica. É esperado que adições vultuosas de demanda firme conectado ao Sistema de Transporte de Gás Natural demandarão adaptações do Sistema para atendimento satisfatório.</b>	regiões. De acordo com o PDE elas seriam “conectadas no Sistema de Transporte de Gás Natural em pontos em que não causariam restrições à movimentação do gás natural”. Contudo, já existem restrições no Sistema de Transporte para atendimento no trecho final do Nordeste, e a adição de nova demanda firme levaria a necessidade de investimentos de adaptação do Sistema de Transporte de Gás Natural.
7. Gás Natural	7.6. Simulações para a Malha Integrada	7.6.2 Malha Sudeste	Já, as demais demandas indicativas são consideradas como sistemas isolados, abastecidos diretamente por GNL ou alternativas em pequena escala (GNL ou GNC). Em ambos os casos, estas demandas indicativas não são analisadas por meio de simulação termofluido-hidráulicas devido a não terem suas localizações definidas.	Já, as demais demandas indicativas são consideradas como sistemas isolados, abastecidos diretamente por GNL <del>ou alternativas em pequena escala (GNL ou GNC)</del> . Em ambos os casos, estas demandas indicativas não são analisadas por meio de simulação termofluido-hidráulicas devido a não terem suas localizações definidas.	A demanda termelétrica indicada também apresenta crescimento, considerando as UTEs da Lei nº 14.182/2021 em sistemas isolados. Contudo, o volume estimado não é claro para este caso, ainda mais considerando que não há, atualmente, nenhuma sinalização de players quanto ao desenvolvimento de projetos LNG-to-Power isolado.
7. Gás Natural	7.6 Simulações para a Malha Integrada	7.6.3. Malha Centro-Oeste/SP/Sul	Diferentemente das demais regiões, a malha Centro-Oeste/SP/Sul não apresenta, atualmente, oferta nacional de gás natural. Deste modo, todo o seu atendimento é realizado através de gás boliviano importado por meio do GASBOL e desde 2024, de GNL regaseificado no terminal TGS/SC. Adicionalmente, esta malha apresenta	Diferentemente das demais regiões, a malha Centro-Oeste/SP/Sul não apresenta, atualmente, <b>injeção direta de oferta nacional de gás natural. Porém ocorre a injeção de gás nacional oriundo do subsistema Sudeste pela interconexão da NTS com a TBG em Paulínia/SP.</b> Deste modo, o seu atendimento é realizado através de gás boliviano importado por meio do GASBOL, pela	Pelo texto original, entende-se que a malha Centro-oeste/SP/Sul não recebe oferta nacional de gás natural. Essa malha recebe gás proveniente do pré-sal, através do gasoduto da NTS, pela interconexão da NTS com a TBG em Paulínia/SP.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			possibilidade de recebimento de gás oriundo do subsistema Sudeste.	interconexão NTS/TBG e desde 2024, de GNL regaseificado no terminal TGS/SC.	
7. Gás Natural	7.6 Simulações para a Malha Integrada	7.6.3. Malha Centro-Oeste/SP/Sul	Em virtude da premissa de um perfil decrescente de importação de gás boliviano ao longo do horizonte considerado nesta edição do PDE (15 milhões de m <sup>3</sup> /dia em 2024 para 5 milhões de m <sup>3</sup> /dia em 2034), esta malha exige a utilização de outras ofertas de gás natural (malha Sudeste ou TGS/SC), da ordem de 5 milhões de m <sup>3</sup> /dia em 2025, 15 milhões de m <sup>3</sup> /dia em 2029 e atingindo valores próximos a 22 milhões de m <sup>3</sup> /dia em 2034. Neste sentido, percebeu-se que a malha Sudeste apresenta excedente de oferta capaz de ser disponibilizada para a malha Centro Oeste/SP/Sul por meio da interconexão em Paulínia/SP.	Adicionar ao final do texto original: <b>A queda no volume de entrada de gás boliviano poderá ser parcialmente compensada pela possibilidade de escoamento de gás argentino pelo GASBOL, conforme previsto entre acordos do governo brasileiro e argentino, e pelos projetos Estação de Compressão Japeri e Corredor Pré-Sal Sul, para movimentar o excedente da malha Sudeste.</b>	Informar que a queda de importação do gás boliviano poderá ser compensada tanto pela interconexão NTS/TBG em Paulínia/SP, pelos projetos a serem desenvolvidos (ECOMP Japeri e Corredor Pré-Sal Sul), quanto pela importação de gás argentino.
7. Gás Natural	7.6 Simulações para a Malha Integrada	7.6.3. Malha Centro-Oeste/SP/Sul	Destaca-se que mesmo com a entrada em operação do terminal de GNL TGS/SC em 2024, ainda foram localizadas restrições ao escoamento no trecho indicado, exigindo operação da UTE Sepé-Tiaraju/RS com combustível alternativo. Assim, para pleno atendimento desse trecho, fazem-se necessárias ampliações adicionais por meio de adição ou deslocamento de estações de compressão, associada ou não a loops na malha existente.	Adicionar ao final do texto original: <b>Para eliminar as restrições de escoamento nesse trecho, a TBG estuda a ampliação gradual de sua capacidade de transporte com novas estações de compressão para atender demandas de Santa Catarina e Rio Grande do Sul.</b>	Informar que existe ações para superação das restrições de capacidade de transporte em Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
7. Gás Natural	7.7 Investimentos	3º parágrafo	Adicionalmente, como expansão de UPGNs na categoria Indicativa (business as usual), no PDE 2034, foram consideradas adaptações na UTGCA de modo a possibilitar a manutenção dos patamares de oferta utilizados nesta edição do estudo.	Adicionar ao final do texto original: <b>Cabe adicionar também a nova UPGN Miranga, investimento da PetroRecôncavo na Bahia, que tem previsão de início de operação no período do PDE e capacidade de processamento de até 1,5 milhão m<sup>3</sup>/dia. A conexão de UPGNs ao Sistema de Transporte de Gás Natural é benéfica para a diversificação de fontes de suprimento ao mercado e pode demandar novos investimentos, como Pontos de Entrada ou mesmo novos ramais.</b>	A PetroReconcavo divulgou em novembro de 2024 que deve iniciar operações na nova UPGN Miranga em 2027.  Fonte: <a href="https://petroreconcavo.com.br/petroreconcavo-anuncia-investimento-de-mais-de-r-340-milhoes-em-construcao-de-nova-unidade-de-processamento-de-gas-natural-na-bahia/">https://petroreconcavo.com.br/petroreconcavo-anuncia-investimento-de-mais-de-r-340-milhoes-em-construcao-de-nova-unidade-de-processamento-de-gas-natural-na-bahia/</a>
7. Gás Natural	7.7 Investimentos	4º parágrafo	Também foram investigados projetos onshore nas Bacias do Solimões; Parnaíba e Tucano Sul. De uma maneira geral, foram estudados dutos de conexão ao litoral, dutos de conexão à malha de escoamento existente, dutos de conexão onshore para ligação a UPGNs existentes, hubs offshore, bem como UPGNs dimensionadas para o processamento do gás proveniente destas Bacias, podendo ser tanto offshore quanto onshore, a depender do projeto.	Adicionar ao final do texto original: <b>A conexão dessas bacias ao Sistema de Transporte de Gás Natural também deve ser considerada, a notar que tais conexões podem demandar novos investimentos no sistema de transporte e eventuais novos citygates.</b>	Relevante salientar que a conexão de novos projetos <i>onshore</i> , a exemplo dos campos da Bacia Tucano Sul no Alagoas, ao Sistema de Transporte de Gás Natural devem demandar novos investimentos haja vista a necessidade de instalação de novos <i>citygates</i> ou quaisquer adequações necessárias.
7. Gás Natural	7.7 Investimentos	5º parágrafo	E, também conforme mencionado na seção 7.1, o gasoduto GASIG, que interliga o Polo Gaslub e a malha de transporte, Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 Gás Natural anteriormente considerado nesta	E, também conforme mencionado na seção 7.1, o gasoduto GASIG, que interliga o Polo Gaslub e ao Sistema de Transporte de Gás Natural, Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 Gás Natural anteriormente considerado nesta seção, já se encontra construído e <b>com licença de operação (DOU,</b>	Contribuição com fito de atualizar informações do gasoduto GASIG, que possui autorização de operação definitiva (Autorização SIM-ANP nº 302, de 28 de maio de 2024 – DOU de 29-05-2024)

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
			seção, já se encontra construído e com licença de pré-operação (DOU, 2024a).	<del>2024a</del> ).com Autorização de Operação publicada no D.O.U de 29/05/2024.	
7. Gás Natural	7.7 Investimentos	Pontos Principais do Capítulo (9º item)	A infraestrutura existente na malha integrada apresentará alterações relevantes ao longo do horizonte. O descomissionamento do Terminal de GNL de Pecém/CE, aliado a restrições de movimentação ao longo de alguns gasodutos na região podem resultar em restrições ao atendimento no trecho final desta malha mesmo havendo novas ofertas na região, como a conexão do Terminal de Porto de Sergipe/SE e as descobertas da Bacia do SEAL.	Adicionar ao final do texto original: <b>Este cenário aponta a necessidade de reforços na malha da Região Nordeste, com a construção da ECOMP Itajuípe.</b>	A construção da estação de compressão de Itajuípe pela TAG tem como objetivo aumentar a capacidade de gás transportado entre as malhas do Sudeste e Nordeste, hoje limitada a menos de 10 milhões de m <sup>3</sup> /dia, contribuindo para o reforço do sistema de transporte, a integração das áreas de mercado e a segurança de abastecimento.
8. Oferta de Biocombustíveis	N/A	N/A	N/A	N/A	Citar os aterros sanitários como fonte de biocombustíveis, como o biogás e biometano.  O uso de resíduos orgânicos dos aterros sanitários está dentro do conceito de biorrefinaria.  Seis das oito usinas autorizadas pela ANP para produção de biometano têm como matéria-prima os resíduos sólidos urbanos depositados em aterro sanitário.
8. Oferta de Biocombustíveis	8.4 Biogás e biometano do setor sucroenergético	8.4.2. Fundamento da Expansão do Biometano	Até o final de 2023, seis usinas detinham autorização da ANP para a produção de biometano.	<b>Até o final de 2024, oito usinas detinham autorização da ANP para a produção de biometano. Sendo que seis delas, têm como matéria-prima os resíduos sólidos urbanos depositados em aterro sanitário. As outras</b>	Detalhar mais o texto e citar os aterros sanitários como fonte de produção de biogás e biometano.

CAPÍTULO	ARTIGO	PAR. OU INCISO	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA
				duas usinas usam produtos e resíduos orgânicos agrossilvopastoris como matéria-prima. Até o final de 2023, seis usinas detinham autorização da ANP para a produção de biometano.	
8. Oferta de Biocombustíveis	8.4 Biogás e biometano do setor sucroenergético	8.4.2. Fundamento da Expansão do Biometano	A conjunção de fatores favoráveis ao biometano é refletida na expectativa de expansão no curto prazo. Em meados de 2024, o número de plantas em construção com processo de autorização em andamento na ANP era de 25, com capacidade esperada de produção de 1.145 mil Nm <sup>3</sup> por dia de biometano. Caso implementadas, essas plantas se somariam às seis plantas autorizadas pela ANP até o final de 2023, que detinham capacidade conjunta de 417 mil Nm <sup>3</sup> por dia.	A conjunção de fatores favoráveis ao biometano é refletida na expectativa de expansão no curto prazo. No final de 2024, o número de plantas em construção com processo de autorização em andamento na ANP era de 31 (seis a mais que no início de 2024), com capacidade esperada de produção de 1.214 mil Nm <sup>3</sup> por dia de biometano. Caso implementadas, essas plantas se somariam às oito plantas autorizadas pela ANP até o final de 2024, que detinham capacidade conjunta de 615 mil Nm <sup>3</sup> por dia. <del>de 25, com capacidade esperada de produção de 1.145 mil Nm<sup>3</sup> por dia de biometano. Caso implementadas, essas plantas se somariam às seis plantas autorizadas pela ANP até o final de 2023, que detinham capacidade conjunta de 417 mil Nm<sup>3</sup> por dia.</del>	Atualização do texto com dados mais recentes da ANP.
Anexo II	9. Oferta de biocombustíveis	N/A	N/A	9. 7. Apresentar análise relacionada ao desenvolvimento da infraestrutura de biogás e biometano, sinalizando inclusive o potencial desenvolvimento de hubs.	Incluir nas diretrizes do PDE 2035 análise das infraestruturas relacionadas a biometano.

\* Para que seja possível identificar todas as sugestões, não há limite de linhas. Caso necessário, favor incluir mais linhas para suas sugestões.