

RELATÓRIO FINAL

GRUPO DE TRABALHO  
**GÁS PARA INDÚSTRIA**

MINISTÉRIO DO  
DESENVOLVIMENTO,  
INDÚSTRIA, COMÉRCIO  
E SERVIÇOS

GOVERNO FEDERAL  
**BRASIL**  
UNIÃO E RECONSTRUÇÃO

## GT Gás para Indústria

O Grupo de Trabalho Gás para Indústria foi instituído no âmbito do Conselho Nacional de Desenvolvimento Industrial (CNDI) com o propósito de analisar o mercado de gás natural e elaborar propostas visando resolver ou atenuar os gargalos que restringem a sua oferta, especialmente no contexto da neointustrialização.

É importante frisar que as propostas apresentadas são recomendações a serem encaminhadas e discutidas internamente no governo. O documento não possui caráter vinculante, não impondo obrigatoriedade ao governo, mas serve como sugestão direcionada ao CNDI, baseada em um compilado das sugestões mais alinhadas ao objetivo proposto.

O GT contou com a participação e relevantes contribuições das seguintes instituições:

- MDIC - Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (Coordenação)
- MME - Ministério de Minas e Energia
- BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética
- FUP - Federação Única dos Petroleiros
- Petrobras
- CNI - Confederação Nacional da Indústria
- Fiesp - Federação das Indústrias do Estado de São Paulo
- Firjan - Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
- Abegás - Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado
- ABEMI - Associação Brasileira de Engenharia Industrial
- Abiogás - Associação Brasileira do Biogás
- Abiquim - Associação Brasileira da Indústria Química
- Abividro - Associação Brasileira das Indústrias de Vidro
- ABPIP - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás
- Abrace - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres
- IABr - Instituto Aço Brasil
- IBP - Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
- Sinprifert - Sindicato Nacional das Indústrias de Matérias-Primas para Fertilizantes

## Diagnóstico

### 1. Introdução

O gás natural atualmente contribui com 10,5% na matriz energética nacional. No entanto, a demanda em 2022 sofreu uma redução significativa, diminuindo em 21,6% em relação ao ano anterior. Esse declínio é principalmente atribuído à queda da demanda de gás natural para a geração de energia elétrica, que apresentou uma redução de 47%<sup>1</sup>.

Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE)<sup>2</sup>, no Brasil, o consumo industrial representou cerca de 50% do consumo total de gás entre 2010 e 2019, e a demanda automotiva cerca de 8%. O consumo termelétrico foi o segundo maior, mas apresenta grande variabilidade. O aumento esperado de demanda nos setores industrial, comercial, residencial e de transportes equivale a 3% ao ano entre 2020-2030. Caso se concretizem projetos adicionais, estimou-se uma demanda potencial adicional de 60 MMm<sup>3</sup>/d, representando um aumento de 100% na demanda total até 2030.

O Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)<sup>3</sup>, por sua vez, indica que o mercado brasileiro de gás natural está em estágio não maduro e seu desenvolvimento requer a entrada de novos grandes demandantes que pretendam consumir grandes quantidades de gás por um longo período, além da resolução de gargalos como uma produção predominantemente no mar, mais cara, infraestrutura de escoamento, transporte e distribuição insuficiente e o grande desafio de desenvolver novos consumidores.

BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m <sup>3</sup> /dia)	Média 2019	Média 2020	Média 2021	Média 2022	Média 2023 (jan-abr)
Produção nacional	122,43	127,45	133,75	137,86	144,10
Reinjeção	43,17	54,66	60,84	68,38	73,71
Queima e perda	4,36	3,37	3,38	3,48	3,86
Consumo nas unidades de E&P	14,16	14,62	14,31	14,53	14,89
Absorção em UPGNs (GLP, C5+)	4,21	4,28	3,73	3,91	3,85
<b>OFERTA NACIONAL</b>	<b>56,53</b>	<b>50,51</b>	<b>51,49</b>	<b>47,56</b>	<b>46,71</b>
Importação - Bolívia	18,67	17,88	19,85	17,51	18,32
Importação - Argentina	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00
Regaseificação de GNL	8,28	8,38	26,15	6,53	0,13
<b>OFERTA IMPORTADA</b>	<b>26,95</b>	<b>26,26</b>	<b>46,18</b>	<b>24,04</b>	<b>18,45</b>
<b>OFERTA TOTAL</b>	<b>83,48</b>	<b>76,77</b>	<b>97,67</b>	<b>71,60</b>	<b>65,17</b>

<sup>1</sup> Fonte: EPE. Balanço Energético Nacional 2023 (<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2023>)

<sup>2</sup> Fonte: Demanda de Gás Natural nos Mercados Nacional e Internacional, Horizonte 2020-2030 (EPE, 2020). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/EPE,%202020%20-%20Nota%20Técnica%20Demanda%20de%20Gás%20Natural%20vFinal.pdf>

<sup>3</sup> Fonte: Gás para o Desenvolvimento (BNDES, 2020). Disponível em: <https://web.bnades.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/19681/3/BNDES-G%C3%A1s-para-o-desenvolvimento.pdf>

<b>BALANÇO DE GÁS NATURAL (em milhões de m<sup>3</sup>/dia)</b>	<b>Média 2019</b>	<b>Média 2020</b>	<b>Média 2021</b>	<b>Média 2022</b>	<b>Média 2023 (jan-abr)</b>
Consumo nos gasodutos, desequilíbrio, perdas e ajustes	5,55	4,69	4,13	3,65	3,69
Industrial	36,97	36,05	40,19	41,71	40,59
Automotivo	6,26	5,15	5,94	6,23	5,43
Residencial	1,27	1,38	1,42	1,48	1,26
Comercial	0,91	0,67	0,78	0,89	0,78
Geração Elétrica	29,03	26,08	42,83	13,57	10,79
Cogeração	2,65	2,17	2,36	2,28	2,09
Outros (inclui GNC)	0,83	0,58	0,02	0,40	0,54
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>77,93</b>	<b>72,08</b>	<b>93,54</b>	<b>66,56</b>	<b>61,48</b>

Fonte: Boletim de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Abril/2023 (MME, 2023. Adaptado).

A produção de gás natural no Brasil apresentou um crescimento constante durante o período analisado. Em 2019, a média diária era de 122,43 milhões de m<sup>3</sup>, e esse número cresceu para 137,86 milhões de m<sup>3</sup> em 2022. Nos primeiros três meses de 2023, a produção média diária já atingiu 144,10 milhões de m<sup>3</sup>, indicando uma tendência de alta. Esse aumento na produção é uma boa notícia, pois fortalece a autonomia energética do Brasil.

A reinjeção de gás natural, CO<sub>2</sub> e outros contaminantes, uma prática comum na indústria de petróleo e gás, também aumentou nos últimos anos. Em 2019, 43,17 milhões de m<sup>3</sup> por dia eram reinjetados, subindo para 68,38 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2022.

Simultaneamente, a queima e perda de gás natural reduziram de 4,36 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2019 para 3,85 milhões de m<sup>3</sup> por dia no primeiro trimestre de 2023. Essa diminuição reflete uma gestão mais eficiente deste recurso valioso.

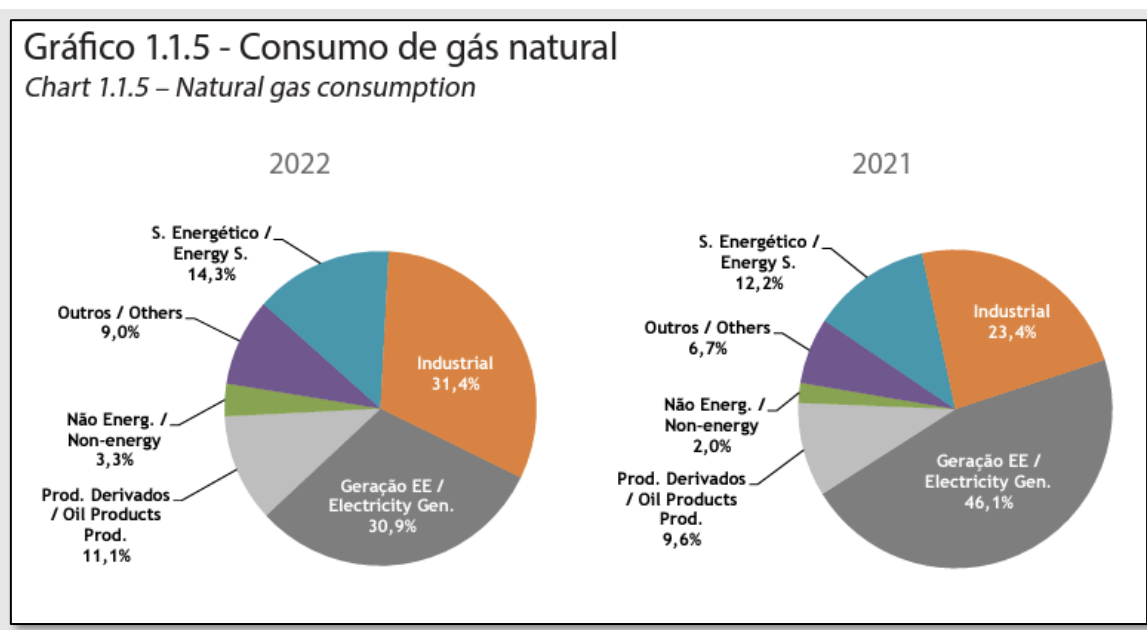
O consumo de gás natural nas unidades de Exploração e Produção (E&P) manteve-se relativamente estável, com uma média de cerca de 14 milhões de m<sup>3</sup> por dia durante o período analisado. Esse consumo é essencial para as operações de exploração e produção de petróleo e gás. Por outro lado, a absorção de gás em Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs), que incluem subprodutos como etano, GLP e C5+, variou de 4,21 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2019 para 3,86 milhões de m<sup>3</sup> por dia no início de 2023.

A oferta nacional de gás natural, que combina produção nacional e absorção em UPGNs, declinou de 56,53 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2019 para 47,74 milhões de m<sup>3</sup> por dia no primeiro trimestre de 2023. O Brasil importa gás natural da Bolívia, e os números mostram oscilações na importação desse país vizinho. Os valores variaram entre 17,51 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2022 e 19,28 milhões de m<sup>3</sup> por dia no início de 2023.

A regaseificação de GNL teve um pico em 2021, com 26,15 milhões de m<sup>3</sup> por dia, com o uso intenso das termelétricas, mas caiu drasticamente para 0,07 milhões de m<sup>3</sup> por dia no primeiro trimestre de 2023. Essa variação demonstra a flexibilidade do Brasil em relação à oferta de GNL, e, especialmente, a menor necessidade de despacho das termelétricas. O consumo de gás natural é dividido por setores, com o industrial consistentemente sendo o maior consumidor, seguido pelo setor de geração elétrica. O consumo residencial e automotivo manteve-se

relativamente estável ao longo do período. A demanda total de gás natural no Brasil variou de 93,54 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2021 para 66,56 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2022.

Esses números do balanço de gás natural refletem a complexa dinâmica desse recurso no Brasil. Aumentos na produção nacional e a diversificação das fontes de importação estão moldando o mercado. A redução das perdas e a eficiência na gestão do gás são tendências positivas. A compreensão desses dados é essencial para o planejamento energético e a segurança do abastecimento no país.



Fonte: Balanço Energético Nacional 2023 (EPE, 2023)

## 2. Oferta

No mês de março de 2023, uma parcela significativa da produção nacional, representando 92%, ficou concentrada em dez concessionárias, sendo que a Petrobras foi responsável por 66% da produção nacional. No Brasil, cerca de 85% do gás natural produzido está associado ao petróleo e cerca de 2/3 da produção é concentrada nos campos do pré-sal, o que gera questionamentos sobre o índice de reinjeção, justificado pelos seguintes fatores:

- **teor elevado de gás carbônico:** de acordo com informações da Petrobras, o gás natural produzido no pré-sal apresenta teores de CO<sub>2</sub> bem maiores do que os de outros campos, chegando a por exemplo teores acima de 40% no caso do Campo Mero.
- **umenta a produção de petróleo:** a prática de injeção alternada de água e gás (WAG) nos campos do pré-sal demonstrou capacidade de aumentar em até 25-30% o volume recuperável de petróleo ao longo da vida do campo, quando comparado com o cenário de injeção de água;
- **deficiências na infraestrutura de escoamento:** a infraestrutura de escoamento atual revela-se deficiente para atender à demanda da indústria, especialmente em relação à demanda potencial. O Plano Decenal de Energia (PDE) 2032 da EPE identifica uma série de gargalos e aponta para a necessidade premente de expansão da infraestrutura de gás natural no Brasil; e

- **redução de danos ambientais:** a reinjeção de CO<sub>2</sub> nos reservatórios desempenha um papel fundamental na redução de danos ambientais, impedindo a liberação deste gás para a atmosfera e contribuindo para a mitigação dos efeitos das mudanças climáticas.

Nos próximos anos, o aumento da oferta de gás será atendido principalmente com a entrada em operação de 3 importantes projetos: Rota 3, BM-C-33 e SEAP, que juntos, somam cerca de 50 MMm<sup>3</sup>/dia de capacidade. Considerando estes investimentos, o Plano Decenal de Energia 2032 (EPE) estimou que a oferta potencial nacional na malha integrada passaria de 49 milhões de m<sup>3</sup> por dia, em 2022, para 86 milhões de m<sup>3</sup> por dia em 2032.

No entanto, a infraestrutura de escoamento e processamento, considerada pela ótica da demanda potencial, emerge como um dos principais desafios a serem superados, pois é considerada insuficiente para atender ao seu crescimento potencial, especialmente considerando a perspectiva de uma utilização cada vez mais expressiva no horizonte energético brasileiro.

### 3. Demanda

Abaixo, são listados os principais setores industriais consumidores de gás natural:

Setor Industrial	ANO – CONSUMO ENERGÉTICO										Valores
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Ferro-Gusa e Aço	1.284	1.036	1.223	1.012	1.161	1.171	1.204	1.140	1.291	1.373	10 <sup>3</sup> tep
	7,80%	6,30%	7,30%	6,80%	7,10%	6,90%	7,50%	7,50%	7,50%	8,40%	% das fontes utilizadas <sup>4</sup>
	10,87%	8,74%	9,94%	8,63%	10,26%	10,84%	10,99%	10,90%	10,56%	11,26%	% do consumo total de gás <sup>5</sup>
Ferroligas	22	20	6	0	0	3	3	2	3	3	10 <sup>3</sup> tep
	1,30%	1,20%	0,40%	0,00%	0,00%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	% das fontes utilizadas
	0,19%	0,17%	0,05%	0,00%	0,00%	0,03%	0,03%	0,02%	0,02%	0,02%	% do consumo total de gás
Cimento	31	25	12	5	4	4	4	4	6	3	10 <sup>3</sup> tep
	2,70%	2,50%	1,60%	1,60%	1,70%	1,90%	1,80%	0,30%	1,20%	3,10%	% das fontes utilizadas
	0,26%	0,21%	0,10%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,04%	0,05%	0,02%	% do consumo total de gás

<sup>4</sup> Participação do gás natural em relação a todas as fontes energéticas utilizadas pelo setor.

<sup>5</sup> Participação do setor no consumo energético industrial de gás natural.

<b>Mineração e Pelotização</b>	634	707	657	410	416	435	310	224	262	272	10 <sup>3</sup> tep
	19,50%	21,10%	19,70%	15,10%	15,70%	15,90%	12,80%	10,50%	11,40%	12,00%	% das fontes utilizadas
	5,37%	5,97%	5,34%	3,50%	3,68%	4,03%	2,83%	2,14%	2,14%	2,23%	% do consumo total de gás
<b>Química (Energia)</b>	2.037	2.022	2.222	2.198	2.163	2.422	1.947	1.820	1.997	1.978	10 <sup>3</sup> tep
	29,20%	30,10%	32,30%	32,60%	30,80%	35,10%	29,20%	31,20%	30,80%	31,00%	% das fontes utilizadas
	17,25%	17,07%	18,05%	18,75%	19,12%	22,42%	17,77%	17,40%	16,33%	16,22%	% do consumo total de gás
<b>Não Ferrosos e Outro da Metalurgia</b>	942	896	593	564	586	416	406	312	566	492	10 <sup>3</sup> tep
	13,60%	13,50%	10,50%	10,00%	10,40%	9,20%	8,70%	6,50%	10,50%	9,60%	% das fontes utilizadas
	7,98%	7,56%	4,82%	4,81%	5,18%	3,85%	3,71%	2,98%	4,63%	4,03%	% do consumo total de gás
<b>Textil</b>	312	248	215	197	223	231	217	175	180	168	10 <sup>3</sup> tep
	28,40%	24,30%	24,00%	23,40%	25,10%	26,30%	25,20%	23,30%	21,00%	21,10%	% das fontes utilizadas
	2,64%	2,09%	1,75%	1,68%	1,97%	2,14%	1,98%	1,67%	1,47%	1,38%	% do consumo total de gás
<b>Alimentos e Bebidas</b>	688	894	834	833	850	883	873	809	885	883	10 <sup>3</sup> tep
	2,90%	4,00%	3,90%	3,50%	3,60%	4,60%	4,50%	3,30%	4,10%	3,90%	% das fontes utilizadas
	5,83%	7,55%	6,78%	7,11%	7,51%	8,17%	7,97%	7,74%	7,24%	7,24%	% do consumo total de gás
<b>Papel e Celulose</b>	809	848	805	778	812	969	915	900	1.042	1.037	10 <sup>3</sup> tep
	7,60%	7,60%	6,90%	6,30%	6,40%	7,30%	7,20%	6,80%	7,50%	6,90%	% das fontes utilizadas
	6,85%	7,16%	6,54%	6,64%	7,18%	8,97%	8,35%	8,61%	8,52%	8,50%	% do consumo total de gás
<b>Cerâmica</b>	1.354	1.339	1.324	1.325	1.326	1.242	1.249	1.117	1.393	1.313	10 <sup>3</sup> tep

	26,70%	26,40%	28,70%	31,00%	31,00%	29,80%	29,80%	30,10%	33,90%	33,10%	% das fontes utilizadas
	11,46%	11,30%	10,76%	11,30%	11,72%	11,50%	11,40%	10,68%	11,39%	10,76%	% do consumo total de gás
<b>Outras Indústrias</b>	1.543	1.526	1.494	1.535	1.454	1.451	1.180	699	1.078	1.615	10 <sup>3</sup> tep
	20,20%	20,00%	20,50%	22,60%	21,80%	21,20%	17,60%	11,60%	15,30%	19,90%	% das fontes utilizadas
	13,07%	12,88%	12,14%	13,09%	12,85%	13,43%	10,77%	6,68%	8,82%	13,24%	% do consumo total de gás
<b>Total</b>	<b>10.970</b>	<b>10.864</b>	<b>10.664</b>	<b>10.064</b>	<b>10.222</b>	<b>10.485</b>	<b>9.439</b>	<b>8.184</b>	<b>9.887</b>	<b>10.381</b>	<b>10<sup>3</sup> tep</b>

Fonte: Elaboração própria, com dados do Balanço Energético Nacional 2023. (EPE, 2023).

Setor Industrial	ANO – CONSUMO COMO MATÉRIA-PRIMA										Valores <sup>6</sup>
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
<b>Química (Matéria Prima)</b>	2.154	2.288	2.923	2.866	2.319	1.577	2.647	3.256	3.523	3.060	MM m <sup>3</sup>
	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Vide Nota <sup>7</sup>
	18,24%	19,31%	23,75%	24,45%	20,49%	14,60%	24,16%	31,13%	28,82%	25,09%	% do consumo total de gás

O consumo atual por estado encontra-se na tabela abaixo, mas não foi possível detalhar os setores consumidores em cada unidade da federação.

<sup>6</sup> Gás natural seco - de 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> para tep – Fator de Correção = 0,88

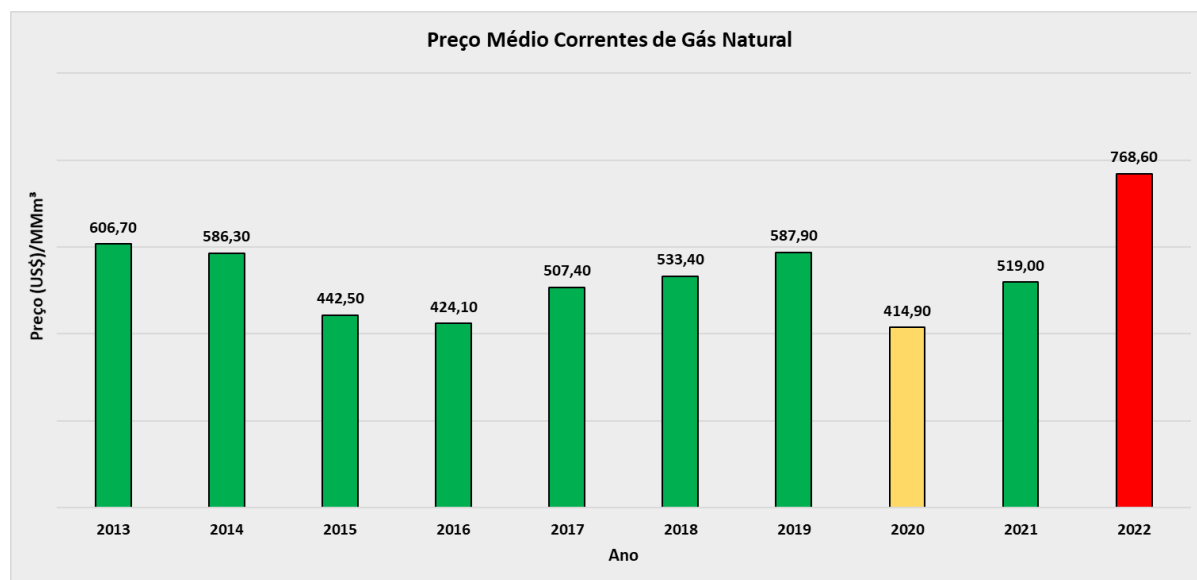
<sup>7</sup> A indústria química é a única que consome gás natural como matéria-prima.



CONSUMOS DE GÁS POR REGIÃO (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /dia)								MÉDIA	2022
Região	INDUSTRIAL	AUTOMOTIVO (POSTOS)	RESIDENCIAL	COMERCIAL	GER.ELETR.	COGERAÇÃO	MATÉRIAOPRIMA	OUTROS (inclui GNC)	TOTAL
<b>Norte</b>	<b>163,1</b>	<b>27,0</b>	<b>1,5</b>	<b>4,7</b>	<b>4.070,6</b>	<b>-</b>	<b>10,1</b>	<b>371,8</b>	<b>4.648,8</b>
Rondônia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amazonas	163,1	27,0	1,5	4,7	4.070,6	-	10,1	371,8	4.648,8
Roraima	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pará	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amapá	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tocantis	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Nordeste</b>	<b>10.250,0</b>	<b>1.400,1</b>	<b>79,3</b>	<b>103,9</b>	<b>3.137,1</b>	<b>882,7</b>	<b>386,5</b>	<b>0,0</b>	<b>16.239,5</b>
Maranhão	-	-	-	-	2.440,5	-	-	-	2.440,5
Piauí	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ceará	361,8	183,4	6,1	10,6	0,0	3,2	-	-	565,1
Rio Gde. Norte	92,7	160,6	7,5	13,2	686,8	0,5	-	-	961,3
Paraíba	139,0	68,3	4,9	6,3	-	-	-	-	218,5
Pernambuco	2.569,6	449,6	19,3	21,0	9,8	23,5	-	-	3.092,8
Alagoas	526,1	93,3	12,7	12,6	-	-	-	-	644,7
Sergipe	1.275,1	83,6	8,0	4,7	-	0,2	-	0,0	1.371,7
Bahia	5.285,7	361,1	20,7	35,6	-	855,4	386,5	-	6.944,9
<b>Sudeste</b>	<b>18.315,8</b>	<b>4.238,9</b>	<b>1.301,6</b>	<b>677,8</b>	<b>5.354,4</b>	<b>1.008,5</b>	<b>38,6</b>	<b>1,1</b>	<b>30.936,7</b>
Minas Gerais	2.660,5	113,2	31,2	63,3	119,1	36,0	-	-	3.023,3
Espírito Santo	1.480,2	122,3	15,5	10,0	553,4	1,1	38,6	-	2.221,1
Rio de Janeiro	2.821,9	3.296,3	344,0	172,9	3.814,2	-	-	-	10.449,3
São Paulo	11.353,2	707,1	911,0	431,5	867,8	971,4	-	1,1	15.242,9
<b>Sul</b>	<b>3.060,3</b>	<b>578,0</b>	<b>70,0</b>	<b>78,4</b>	<b>151,4</b>	<b>404,4</b>	<b>252,1</b>	<b>1.441,7</b>	<b>6.036,3</b>
Paraná	435,9	65,1	35,4	18,7	151,4	147,2	245,4	-	1.099,1
Santa Catarina	1.661,2	288,7	7,3	15,2	-	0,1	6,6	-	1.979,2
Rio Gde. Sul	963,2	224,2	27,3	44,5	-	257,1	-	1.441,7	2.958,0
<b>Centro-Oeste</b>	<b>526,8</b>	<b>18,0</b>	<b>4,2</b>	<b>9,1</b>	<b>1,0</b>	<b>1,9</b>	<b>-</b>	<b>117,1</b>	<b>678,1</b>
Mato Grosso do S	526,8	11,9	4,2	9,1	1,0	1,9	-	117,1	672,0
Mato Grosso	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Goiás	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distrito Federal	-	6,1	-	-	-	-	-	-	6,1
<b>TOTAL</b>	<b>32.316,0</b>	<b>6.261,9</b>	<b>1.456,6</b>	<b>873,9</b>	<b>12.714,5</b>	<b>2.297,5</b>	<b>687,2</b>	<b>1.931,7</b>	<b>58.539,4</b>

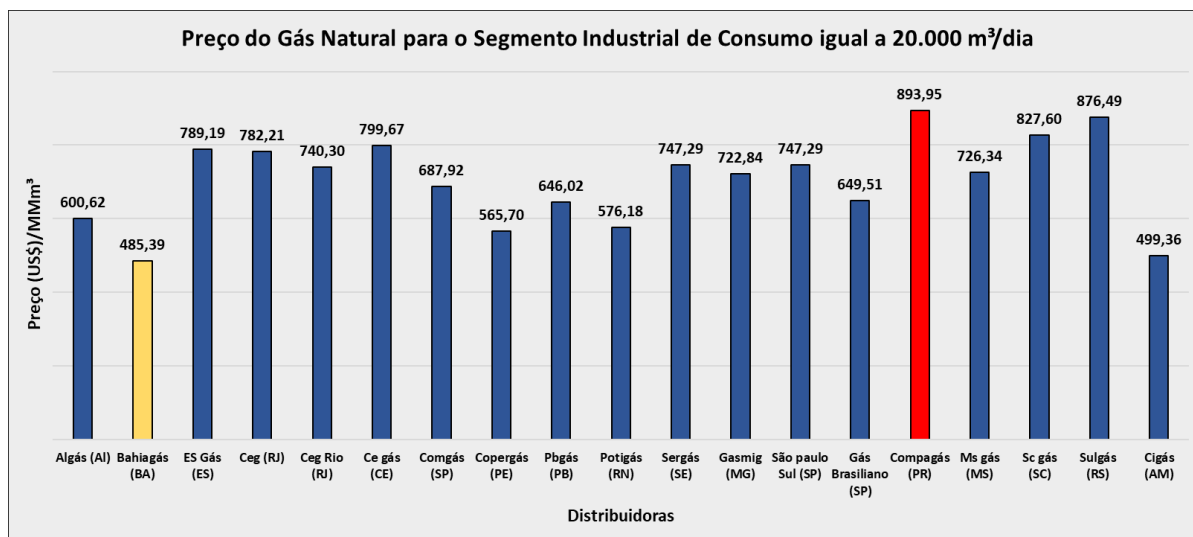
Fonte: Abegas

#### 4. Preço



Fonte: Balanço Energético Nacional 2023 (EPE, 2023) <sup>8</sup>

<sup>8</sup> Gás natural seco - de 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> para 10<sup>6</sup> BTU – Fator de Correção = 34,92



Fonte: MME – Ministério de Minas e Energia. Boletim de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Março/2023, com base nos dados referentes a dezembro de 2022<sup>9</sup>.

Projeções de preço do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2032, em um cenário de referência, preveem queda até 2026, quando se estabilizam entre US\$ 13,6/MMBtu e US\$ 13,9/MMBtu.

A maioria dos setores aponta entre US\$ 5/MMBtu e US\$ 7/MMBtu como o valor máximo que viabiliza a produção, mas há especificidades. O setor químico, por exemplo, estima que, ao valor final de US\$ 7,00/MMBTU, as empresas poderão elevar o uso das capacidades instaladas atuais, eliminando ociosidades, levando as unidades a operarem à plena carga. O valor para novos investimentos seria entre US\$ 4 e 5 /MMBTU. Já o setor siderúrgico aponta que o preço que viabiliza o consumo do gás na indústria é de até US\$ 6/MMBTU.

O BNDES, no relatório Gás para o Desenvolvimento, apurou volumes adicionais que seriam consumidos por faixas de preços:

- i) para preços entre US\$8/MBTU - US\$6/MBTU o volume adicional seria de 5,9 MMm<sup>3</sup>/dia;
- ii) para preços entre US\$6/MBTU - US\$4/MBTU, incremento de 21,8 MMm<sup>3</sup>/dia; e
- iii) para preços abaixo de US\$4/MBTU, incremento de 24,8 MMm<sup>3</sup>/dia.

A Confederação Nacional da Indústria (CNI), por sua vez, estimou, para as indústrias energointensivas (produtos siderúrgicos, químicos, alumínio, vidro, cerâmica, papel e celulose), que a demanda ao preço de US\$ 14/MMBtu, em 2030, seria de aproximadamente 27,5 MMm<sup>3</sup>/dia, enquanto, ao preço de US\$ 7/MMBtu), poderia chegar a 62,2 MMm<sup>3</sup>/dia.

Estudo da Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan) estimou uma demanda potencial, no estado do Rio de Janeiro, de 3,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia, em 5 anos, chegando a 12,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 10 anos, caso o valor da molécula de gás caia para em torno de US\$ 6,37/MMBtu, em 5 anos, e US\$ 6/MMBtu, em 10 anos. Do volume, 85% seriam consumidos pelo segmento siderúrgico, 6% pelo setor químico e 5% pelo setor vidreiro.

<sup>9</sup> Tabela exemplificativa da variação de preços por estado. Há variações, ainda, para diferentes faixas de consumo.

## 5. Demanda potencial e potencial de conversão

### 5.1. Demanda potencial

A demanda potencial está ligada aos preços do gás natural, questão que foi detalhada no item acima e, nos cenários mais otimistas, chegou a 62,2 MMm<sup>3</sup>/dia, na estimativa da CNI para 2030, e a 24,8 MMm<sup>3</sup>/dia, na estimativa do BNDES, devendo-se considerar as especificidades de cada estudo. Além destas, a EPE projeta uma demanda de 60 MMm<sup>3</sup>/dia, também para 2030.

### 5.2. Potencial de conversão

A maioria das plantas industriais, nas quais a conversão para o gás natural era possível, já realizaram o processo, à exceção daquelas localizadas em regiões não atendidas por gasodutos e de processos siderúrgicos como matéria-prima substituta do carvão. O prazo para execução da conversão é variável, mas leva em torno de 2 anos.

A conversão para o gás natural é uma medida positiva em termos ambientais, pois o gás natural é uma fonte de energia mais limpa em comparação com o carvão e outros combustíveis fósseis. Isso contribui para a redução das emissões de gases de efeito estufa e poluentes atmosféricos, alinhando-se com metas de sustentabilidade e regulamentações ambientais cada vez mais rigorosas.

Para superar os desafios de regiões não atendidas por gasodutos, é crucial o desenvolvimento contínuo da infraestrutura de transporte de gás natural. Isso envolve a expansão da rede de gasodutos para alcançar áreas industriais remotas, permitindo que mais empresas aproveitem os benefícios do gás natural.

Cabe, no entanto, ressaltar a necessidade de avaliação de viabilidade econômica tanto da conversão de plantas industriais quanto de ampliação da malha para as regiões ainda não atendidas, considerando as previsões de oferta e demanda para os próximos anos.

## 6. Aquisição no mercado livre

Segundo o último relatório do Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), até novembro de 2022, os consumidores livres totais representavam 16% do consumo de gás natural. Em 2023 (janeiro a maio), o percentual correspondia a 12%, segundo dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Não foram localizados dados para a indústria, mas se estima que o percentual seja bem menor, pelas características da demanda.

## 7. Possibilidades e custos de substituição

O gás natural usado como combustível possui substitutos naturais tais como óleo combustível, energia elétrica, lenha, carvão, diesel, entre outros. Porém, possui vantagens em relação a custo, volatilidade de preços e fornecimento e baixas emissões de carbono, em comparação com outros combustíveis fósseis.

Há, no entanto, tendência de que as indústrias que utilizam o gás como combustível migrem, no futuro, para fontes que apresentam custos mais competitivos e maiores flexibilidades, além daquelas com maior capacidade de atender a agenda de descarbonização, como a biomassa, em especial, o biometano, cujos preços tendem a se reduzir.

## 8. Regulação e contratos

Foram apontadas a necessidade de harmonização das regulações federal e estaduais, em especial, nas questões tributárias e comerciais, a eliminação de algumas obrigações acessórias, a necessidade de flexibilização dos contratos, reduzindo a ocorrência de penalidades, e a ampliação da transparência.

A regulamentação do Novo Marco Legal para o gás natural (Lei 14.134/2021 e Decreto 10.712/2021) pela ANP é fundamental para assegurar a estabilidade e previsibilidade das regras e, por sua vez, a atração de investimentos e a efetiva abertura do mercado de gás natural. De acordo com a atualização da Agenda Regulatória da ANP 2022-2023, publicada em 31/08/2023, a sua conclusão está prevista para o final de 2025. Encontra-se, ainda, em discussão, a alteração da Resolução nº 16/2008, da ANP, que pode alterar a especificação do gás.

## 9. Prognóstico de curto, médio e longo prazos

As principais tendências apontadas pelo PDE 2032 são de redução do preço do gás, aumento da produção nacional com a entrada em operação dos novos campos (BM-C-33 e SEAP) e necessidade de expansão da capacidade de processamento. É importante destacar que, para concretizar esta demanda, será necessário ter uma previsibilidade de preço e oferta para atrair os novos investimentos, de forma antecipada.

## 10. Principais problemas apontados no GT

Por fim, os principais problemas apontados nas respostas ao formulário foram:

- escassez de dados e informações pelo lado da demanda por gás natural dificultam planejamentos para ampliação de capacidade;
- falta códigos CNAE específicos para atividades de gás natural, que as separe das normas aplicadas aos combustíveis líquidos, devido às diferenças operacionais e comerciais;
- falta de padronização na troca de informações;
- reinjeção de gás natural nos campos do pré-sal, consideradas as condicionantes apontadas no texto;
- indústria química, maior demandante do gás natural como insumo industrial (metano e etano), está operando com alta ociosidade;
- conversão das plantas para utilizar gás natural pode ser inviável devido aos investimentos necessários;
- fábricas de Fertilizantes Nitrogenados (FAFEN) fechadas e de porte abaixo do necessário;
- dispositivos da Lei nº 14.182 (Desestatização da Eletrobras) obrigam a contratação de termelétricas a gás natural em localidades que não possuem infraestrutura que as suporte;
- contratos e penalidades pouco adaptáveis ao tipo de indústria contratante;
- dependência de importações de gás natural pode expor as indústrias a volatilidades cambiais e riscos geopolíticos;
- falta alinhamento do preço de referência do gás natural no Brasil em relação aos preços praticados internacionalmente (Estados Unidos, Rússia, entre outros);
- gás natural representa uma parcela significativa dos custos variáveis de fabricação em alguns setores da indústria e os preços acima dos patamares apontados como viáveis por setores da indústria ou com elevadas flutuações impactam negativamente;
- preços de gás como matéria prima não são desvinculados do preço para uso energético;

- dificuldades no acesso à capacidade ociosa na rede de transporte;
- dificuldades na negociação do acesso às infraestruturas essenciais (gasodutos, de escoamento, unidades de processamento e terminais de regaseificação GNL);
- ainda há estados não atendidos por gasodutos;
- faltam investimentos estruturais no setor de gás natural;
- novas infraestruturas de escoamento e processamento de gás só entrarão em operação nos próximos anos;
- ajuste SINIEF 03/2018 vincula a compra de gás do ponto de entrada;
- necessidade de múltiplos documentos fiscais em operações de transporte por gasoduto;
- dificuldade em conciliar Conhecimento de Transporte Eletrônico (CTe) e Nota Fiscal Eletrônica (NFe);
- falta de harmonização das regulamentações federais e estaduais;
- modelo de entrada e saída ainda não plenamente adotado, devido a entraves de natureza tributária que dificultam a criação de um hub virtual de negociação;
- tarifas de transporte não são proporcionais à distância;
- propriedade do gás e responsabilidade pela emissão da NFe não estão alinhadas;
- restrições na comercialização devido a contratos de transporte separados para entrada e saída;
- altas tarifas de transporte;
- falta de incentivos fiscais;
- falta de padronização nas tarifas de transporte por diferentes estados e distribuidores;
- regras de tributação para transporte, processamento e distribuição de gás poderiam ser melhoradas, viabilizando a criação de um hub virtual de negociação de molécula; e
- não há uniformidade nas alíquotas do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS).

## Propostas de ações

Com base no diagnóstico apresentado, nos desafios identificados e nas sugestões de políticas advindas dos variados integrantes do grupo, listamos a seguir algumas propostas que o CNDI poderia considerar para encaminhamento e discussão interna no governo, visando consolidar o gás como um insumo significativo na neointustrialização brasileira.

É pertinente enfatizar que, dada a diversidade de participantes, nem sempre foi possível alcançar um consenso no grupo. Contudo, todas as opiniões foram acolhidas e analisadas tendo em vista os objetivos do GT Gás para Indústria. Estas propostas são recomendações, sem caráter vinculante, destinadas à reflexão e deliberação dentro do governo.

### Meta 1. Melhorar as INFORMAÇÕES disponíveis

#### Ações

- 1.1. Aumentar a disponibilidade de dados e informações pelo lado da demanda por gás natural, inclusive sobre o mercado livre, com publicidade pela ANP. **(Médio Prazo)**
- 1.2. Dar publicidade à capacidade total comprometida das UPGNs e nas infraestruturas de escoamento (com obrigações de negociações públicas e isonômicas) e de transporte. **(Médio Prazo)**
- 1.3. Incentivar a transparência nas políticas de preços e tarifas de transporte e distribuição, baseada em estruturas/metodologias internacionais. **(Médio Prazo)**
- 1.4. Elaborar estudo que se analise o impacto para a economia, sociedade e perfil industrial da base gás, que tem efeito multiplicador na economia. **(Médio Prazo)**
- 1.5. Elaborar estudo prospectivo de demanda. **(Médio Prazo)**
- 1.6. Estabelecer e utilizar CNAEs específicos para as atividades de gás natural e biometano, segregando-os dos controles usualmente exigidos para combustíveis. **(Longo Prazo)**

### Meta 2. Aumentar a DEMANDA

- 2.1. Incentivar o investimento na conversão de plantas para utilizar gás natural e biometano. **(Médio Prazo)**
- 2.2. Incentivar o investimento em novas plantas e o aumento da utilização da capacidade das plantas instaladas que utilizem gás natural, inclusive as frações líquidas, e biometano como insumo, tanto energético como matéria-prima. **(Médio Prazo)**
- 2.3. Reabrir e ampliar as Fábricas de Fertilizante Nitrogenados (FAFEN). **(Médio Prazo)**
- 2.4. Finalizar a regulamentação do REIQ. **(Curto Prazo)**
- 2.5. Implementar a depreciação acelerada. **(Curto Prazo)**

### Meta 3. Aumentar a OFERTA

- 3.1. Adotar mecanismos que incentivem a redução da reinjeção de gás mantendo as melhores práticas da indústria e a segurança jurídica. **(Longo Prazo)**
- 3.2. Revisar o papel da PPSA permitindo sua atuação como comercializador e implementar o SWAP de gás por óleo. **(Médio Prazo)**
- 3.3. Incentivar investimentos e reduzir os custos de entrada em áreas exploratórias com potencial de gás natural que aumentem a oferta para o mercado. **(Longo Prazo)**
- 3.4. Disciplinar o acesso negociado a infraestruturas essenciais. **(Médio Prazo)**
- 3.5. Implementar a figura de um “agente supridor de última instância” que teria o condão de reduzir incertezas de fornecimento. **(Médio Prazo)**
- 3.6. Garantir a estabilidade de regras, quesito fundamental para investimentos em E&P, intensivos em capital e de longo prazo. **(Longo Prazo)**

- 3.7. Incentivar instrumentos de flexibilidade, tais como, comercializadores e estocagem. [\(Médio Prazo\)](#)

Meta 4. Ter CONTRATOS mais adequados

- 4.1. Analisar as necessidades e possibilidades de flexibilização os contratos e penalidades, permitindo maior adaptabilidade às necessidades dos agentes do mercado. [\(Médio Prazo\)](#)

Meta 5. Aprimorar e harmonizar a REGULAÇÃO

- 5.1. Finalizar a regulamentação da Nova Lei do Gás (Lei nº14.134/21). [\(Médio Prazo\)](#)
- 5.2. Garantir que a especificação de Gás Natural (Res ANP nº 16/2008) e do biometano seja compatível com os objetivos da neointustrialização, avaliando-se os impactos na oferta doméstica e na demanda de gás natural. [\(Médio Prazo\)](#)
- 5.3. Implementar o Pacto Nacional, previsto no decreto regulamentador da lei do gás, prevendo que a ANP defina diretrizes para regulação estadual do consumidor livre. [\(Médio Prazo\)](#)
- 5.4. Reduzir barreiras para o comercializador vender gás natural e biometano no mercado livre ou de migração do consumidor para o mercado livre. [\(Longo Prazo\)](#)
- 5.5. Regulamentar a estocagem. [\(Médio Prazo\)](#)
- 5.6. Priorizar a Análise de Impacto Regulatório do Gas Release. [\(Médio Prazo\)](#)
- 5.7. Analisar os Planos de desenvolvimento de produção em um contexto mais amplo (cluster). [\(Longo Prazo\)](#)

Meta 6. Melhorar o arcabouço FISCAL/TRIBUTÁRIO

PREMISSA/DIRETRIZ

- 6.1. Adaptar e simplificar regras tributárias incidentes nas atividades de transporte, processamento, escoamento, comercialização e distribuição, gaseificação e regaseificação de gás natural e biometano, que poderão eliminar ou minimizar o efeito de acúmulo de créditos que oneram as atividades desse setor. [\(Longo Prazo\)](#)

ESTRUTURANTES

- 6.2. Atualizar o Ajuste SINIEF 3/2018 possibilitando a compatibilização dos documentos de venda com o CTe de transporte de entrada e saída com agentes distintos. [\(Médio Prazo\)](#)
- 6.3. Simplificar a emissão dos documentos relativos ao transporte de gás natural e/ou alteração do modelo para capacidade. [\(Médio Prazo\)](#)
- 6.4. Uniformizar as alíquotas de ICMS. [\(Médio Prazo\)](#)

PRIORITÁRIO

- 6.5. Ajustar CTe-s para que reflitam corretamente as relações jurídicas estabelecidas nas operações de Intermediação Comercial com Transporte. [\(Médio Prazo\)](#)
- 6.6. Atualizar o Ajuste SINIEF 3/2018 eliminando as restrições na Comercialização de Gás Natural com Contratação do Transporte por Agentes Distintos. [\(Médio Prazo\)](#)
- 6.7. Atualizar o Ajuste SINIEF 3/2018 para ajustar a responsabilidade emissão de NFe para lançamento das perdas de gás natural do prestador do serviço para o carregador. [\(Médio Prazo\)](#)
- 6.8. Retirar a exigência de referências de Notas Fiscais (NFes) da Molécula de Gás Natural nos Conhecimentos de Transporte (CTes). [\(Médio Prazo\)](#)
- 6.9. Implantar o Sistema de Informação (SI), conforme previsto no Ajuste SINIEF nº 03/2018. [\(Médio Prazo\)](#)

NECESSÁRIOS

- 6.10. Aprimorar o Registro e Controle Fiscal de Diferenças Operacionais (Ajustes SINIEF 01/2021, 22/2021 e 03/2018). [\(Longo Prazo\)](#)

- 6.11. Atualizar o Ajuste SINIEF 3/2018 desvinculando a compra do gás ao ponto de entrada. **(Médio Prazo)**
- 6.12. Atualizar o Ajuste SINIEF 3/2018 para dispensar emissão de NFe de remessa por conta e ordem nas operações triangulares. Simplificar a emissão das NFes envolvendo comercializadores. **(Médio Prazo)**
- 6.13. Autorizar a venda de mercadoria sem transporte e dispensar a NFe de remessa por conta e ordem, nas operações em que há triangulação da operação com a molécula. Nas operações triangulares recomendar apenas a indicação do local de entrega e retirada da molécula. **(Longo Prazo)**
- 6.14. Avaliar o desenvolvimento de modelo em que o CT-e do transportador seja global por carregador até o ponto de transferência de custódia entre o transportador intermediário e/ou distribuidor e que os CT-e do distribuidor indiquem a quantidade medida e entregue no ponto de entrega final. Avaliar aplicação de cenário semelhante ao redespacho intermediário. **(Longo Prazo)**
- 6.15. Descasamento do Destinatário da NFe de Venda, sem Transporte, e Local de Entrega do Gás Natural. **(Longo Prazo)**
- 6.16. Ampliar o prazo de emissão dos documentos fiscais (atualmente é o 5º dia útil do mês) e de pagamento do ICMS. **(Longo Prazo)**
- 6.17. Aperfeiçoar o processo de Liquidação Financeira dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão, visando realizar a centralização desses pagamentos e recebimentos, de modo a estruturar um banco gestor responsável por essa ação. **(Longo Prazo)**
- 6.18. Adotar efetivamente o modelo de entrada e saída, eliminando os entraves de natureza tributária que permanecem sob a ótica da molécula e dificultam a criação de um hub virtual de negociação. **(Longo Prazo)**

#### Meta 7. Reduzir os custos de TRANSPORTE

- 7.1. Revisar da Base Regulatória de Ativos (BRA), a Taxa de Retorno Regulatória das Transportadoras e as tarifas de interconexão. **(Médio Prazo)**
- 7.2. Elaborar um código de rede nacional de transporte de gás no Brasil com regras e tarifas claras e objetivas para todas as transportadoras. **(Médio Prazo)**
- 7.3. Implementar o Sistema Integrado de Transporte de Gás Natural e Biometano aplique o Modelo de Entradas e Saídas como mecanismo de alocação de capacidade. **(Médio Prazo)**
- 7.4. Elaborar o Plano coordenado de transporte. **(Médio Prazo)**

#### Meta 8. Racionalizar o uso de TERMELÉTRICAS

- 8.1. Apoiar a elaboração e adoção de alternativas à obrigação de contratação de termelétricas a gás natural em localidades que não possuem infraestrutura que as suporte, considerando a viabilidade econômica e um planejamento setorial integrado (indústria, gás e elétrico). **(Curto Prazo)**

#### Meta 9. Ampliar a disponibilidade e uso da INFRAESTRUTURA

- 9.1. Ampliar o acesso a infraestruturas essenciais no setor de gás natural. **(Curto Prazo)**
- 9.2. Avaliar a possibilidade da PPSA atuar como investidora em infraestruturas com o objetivo de melhorá-las e adequá-las para a viabilizar o aumento da oferta de gás. **(Curto Prazo)**
- 9.3. Estimular os investimentos em projetos estruturantes. **(Médio Prazo)**

#### Meta 10. Incentivar NOVOS INSUMOS

- 10.1. Incentivar alternativas de oferta de gás no próprio país: biogás, biometano, gás onshore, gás não convencional e novas fronteiras exploratórias. **(Médio Prazo)**



10.2. Criação do Plano Nacional do Biometano. **(Médio Prazo)**

Meta 11. Utilizar o gás como insumo ESTRATÉGICO

11.1. Priorizar o gás natural e o biometano como insumo para a indústria e para os setores-chave para a transição energética. **(Curto Prazo)**

11.2. Implementar o Mercado Regulado de Carbono. **(Curto Prazo)**

11.3. Incentivar o investimento em PD&I para a utilização do gás como insumo pela indústria e como combustível para a transição energética. **(Médio Prazo)**