O Mercado Nacional de Gás Natural

Pedro Rodrigues

Novembro / 2026



abegás
Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

CBIE 30 ANOS
DESDE 1995
PENSANDO ENERGIA

Estrutura da Apresentação

1

Oferta

- Pré-sal em recorde
- Raia, SEAP, Margem Eq., Pelotas
- Vaca Muerta, GNL, biometano

2

Demanda

- Demanda reprimida (ociosidade)
- Novos mercados: térmicas, data centers, frota pesada
- Gás segue o PPI; substitutos, não

3

Competitividade

- *Gas release*
- Leilões de gás da União
- Revisão tarifária e acesso a SIE/SIP

4

Agenda

- Desafios × oportunidades
- Interiorização e demanda-âncora
- Conclusões

Panorama Geral

Oferta teremos. A dúvida é: a que preço?

220,6 MMm³/d	56,9 %	≈ 58 MMm³/d	US$ 5,83/MMBtu
de produção bruta em ago/26 — recorde histórico	da produção bruta reinjetada (média 2026)	de consumo, 1º sem/26: +15% puxado pelas térmicas (Abegás)	no 1º leilão de gás da União, vs. ~US$ 12–14 indexado ao Brent em 2026

Oferta	Demanda	Competitividade
Deixou de ser dúvida: pré-sal, Raia, SEAP, novas fronteiras, Vaca Muerta, GNL e biometano.	**Reprimida pela falta de preço competitivo.** **Os novos mercados** (UTEs, data centers, frota pesada) podem ancorar investimentos.	**O nó é preço e transparência**: concentração, indexação ao Brent e acesso a escoamento, processamento e transporte.

Fonte: CBIE Analytics, Boletim do Gás Natural – Nov/2026 (ANP/MME); PPSA (out/2026); MME. Elaboração própria.

O leilão da União e as novas fronteiras

Por que destacar o leilão da União (US$ 5,83)

~US$ 2
boca do poço
(União → Petrobras)

➡

US$ 5,83
leilão PPSA
(saída da UPGN)

➡

~US$ 12–14
contratos a 10–12% do Brent

- **Primeiro preço formado em leilão aberto:** antes, a molécula era vendida por fórmulas negociadas contrato a contrato (em geral um % do Brent), sem disputa entre compradores.
- **Fora do Brent:** 115% do Henry Hub + prêmio. Com o Brent acima de US$ 100, a diferença chega a 38–57%.
- **Prova de demanda:** 110 de 110 lotes vendidos; 23 vencedoras entre 36 habilitadas.
- **Mede a renda em disputa:** a distância entre ~US$ 2, ~US$ 6 e ~US$ 12–14 é o espaço para reduzir preço.
- **Âncora futura:** leilões anuais até 2030 e de longo prazo depois (CNPE 15/2026), servindo de referência para o gas release.
- **Ressalva:** escala ainda pequena (1,1 MMm³/d ≈ 2% da demanda) e preço sem transporte.

Quais são as novas fronteiras

Margem Equatorial
- ✓ Bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar (AP ao RN).
- ✓ 1ª descoberta da Petrobras no poço Morpho (ago/26).
- ✓ Potencial de ~10 bi barris recuperáveis na Foz do Amazonas (EPE).
- ✓ Petrobras prevê US$ 3 bi até 2029.
- ✓ Gargalo: licenciamento.

Bacia de Pelotas (RS/SC)
- ✓ EPE estima 9,7 bi boe recuperáveis, com mais de 1 trilhão de m³ de gás.
- ✓ Geologia análoga à da Namíbia. Fica perto do Sul, hoje dependente da Bolívia e do GNL.

Sergipe-Alagoas (SEAP)
- ✓ Águas profundas fora do pré-sal: 18 MMm³/d a partir de 2030, com gasoduto de 134 km.
- ✓ É a principal nova fronteira de gás já em desenvolvimento.

Terra (bacias interiores)
- ✓ Amazonas, Solimões e Parnaíba: gás não associado próximo a térmicas e à interiorização (ex.: área de Japiim, Bacia do Amazonas, ofertada pela ANP).

Obs.: Raia (Campos) é pré-sal, não nova fronteira.

Fonte: PPSA/Agência iNFRA (22/10/2026); Resolução CNPE 15/2026; MME; EPE, Zoneamento 2023–2025; ANP (jun/2026); Petrobras/eixos (2026).

01

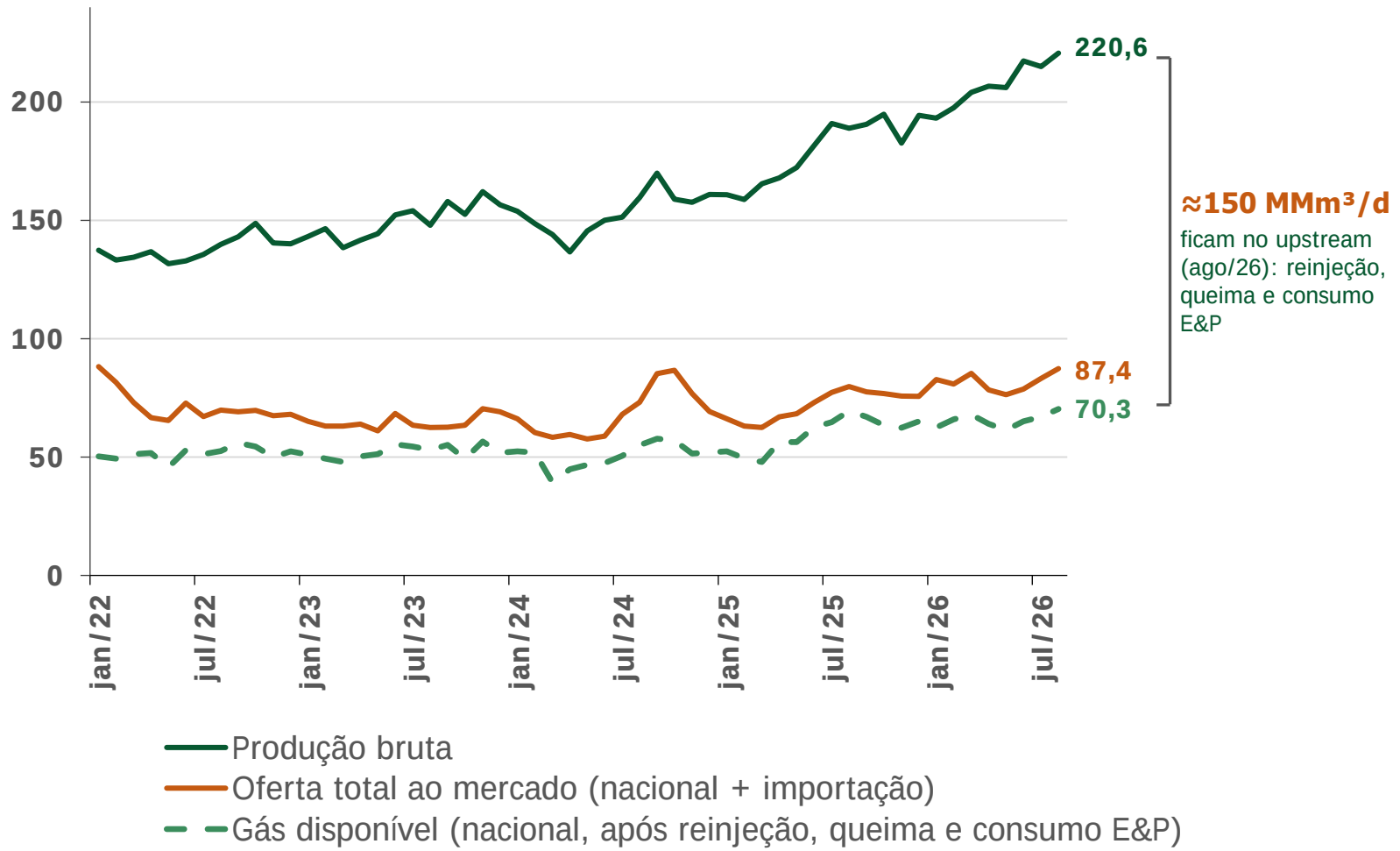
Oferta

Antes: “o Brasil terá gás?”
Agora: “a que preço?”

- Produção recorde, reinjeção e composição da oferta
- O desafio da infraestrutura: escoamento, malha e o Sul
- Novas fontes: Raia, SEAP, novas fronteiras, Vaca Muerta, GNL e biometano
- Como aproveitar a nova oferta, e a que preço

Produção em recorde histórico

Do poço ao mercado: produção, gás disponível e oferta total (MMm³/d)



137,8 → 179,1 MMm³/d:

produção bruta média anual, 2022 → 2025
(+29%)

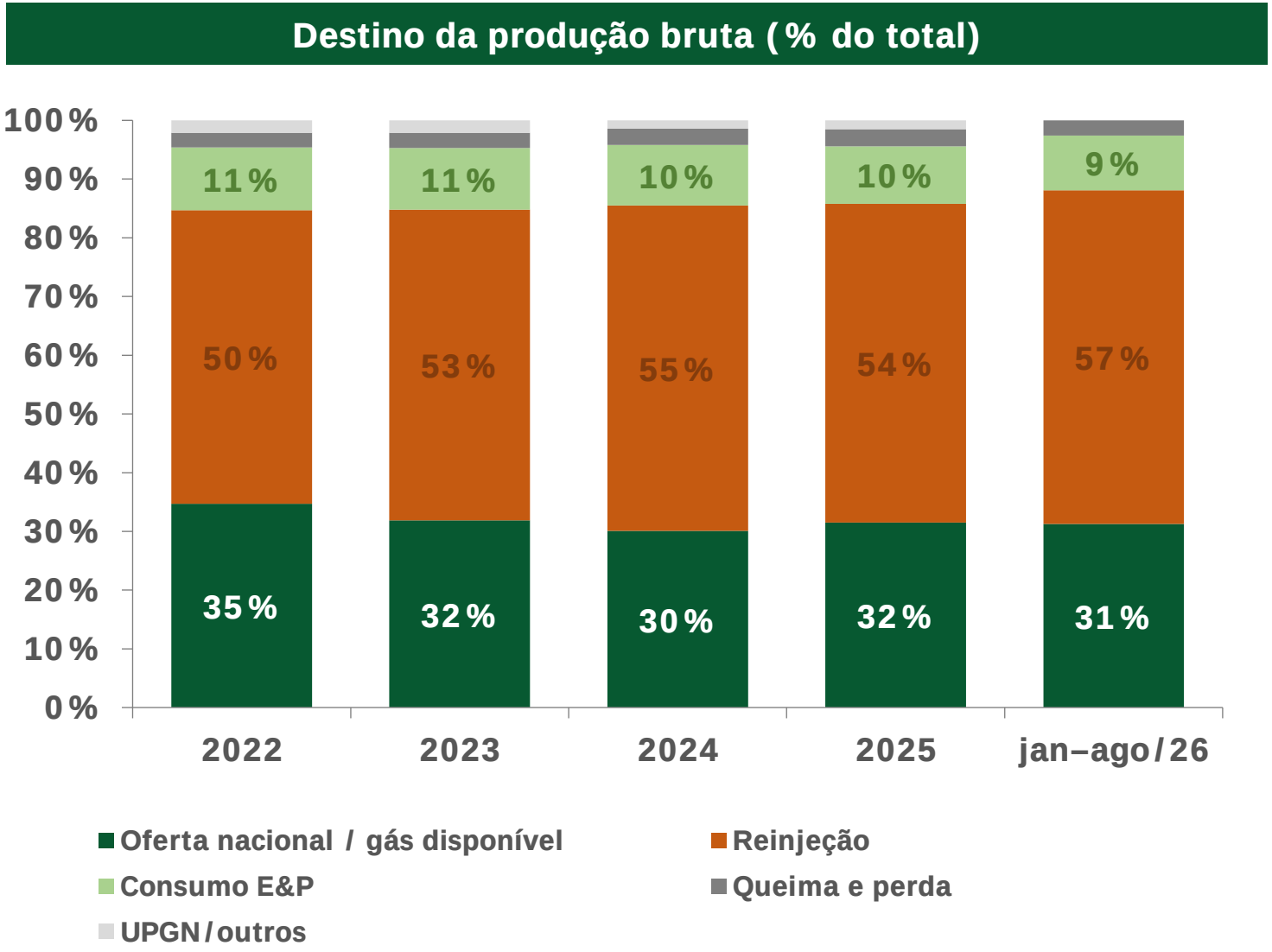
173,4 → 207,6 MMm³/d:

média jan–ago, 2025 → 2026
(+20%)

- Recorde mensal: 220,6 MMm³/d -ago/26.
- **Pré-sal: 177,6 de 220,6 MMm³/d em ago/26, ou 80,5% do gás produzido** (Mero lidera, com 48,9 MMm³/d).
- A oferta ao mercado não acompanha a produção: a diferença fica na reinjeção e no consumo do *upstream*.

Fonte: CBIE Analytics, Nov/2026 (ANP/MME). Médias da série mensal (= ANP). Pré-sal: ANP, Boletim Mensal da Produção (ago/2026).

Destino da produção: só ~31% chega ao mercado



118,0 MMm³/d

Reinjetados: 56,7% de 207,6 MMm³/d (média jan–ago/26)

64,9 MMm³/d

ofertados ao mercado: 31,3% (média jan–ago/26)

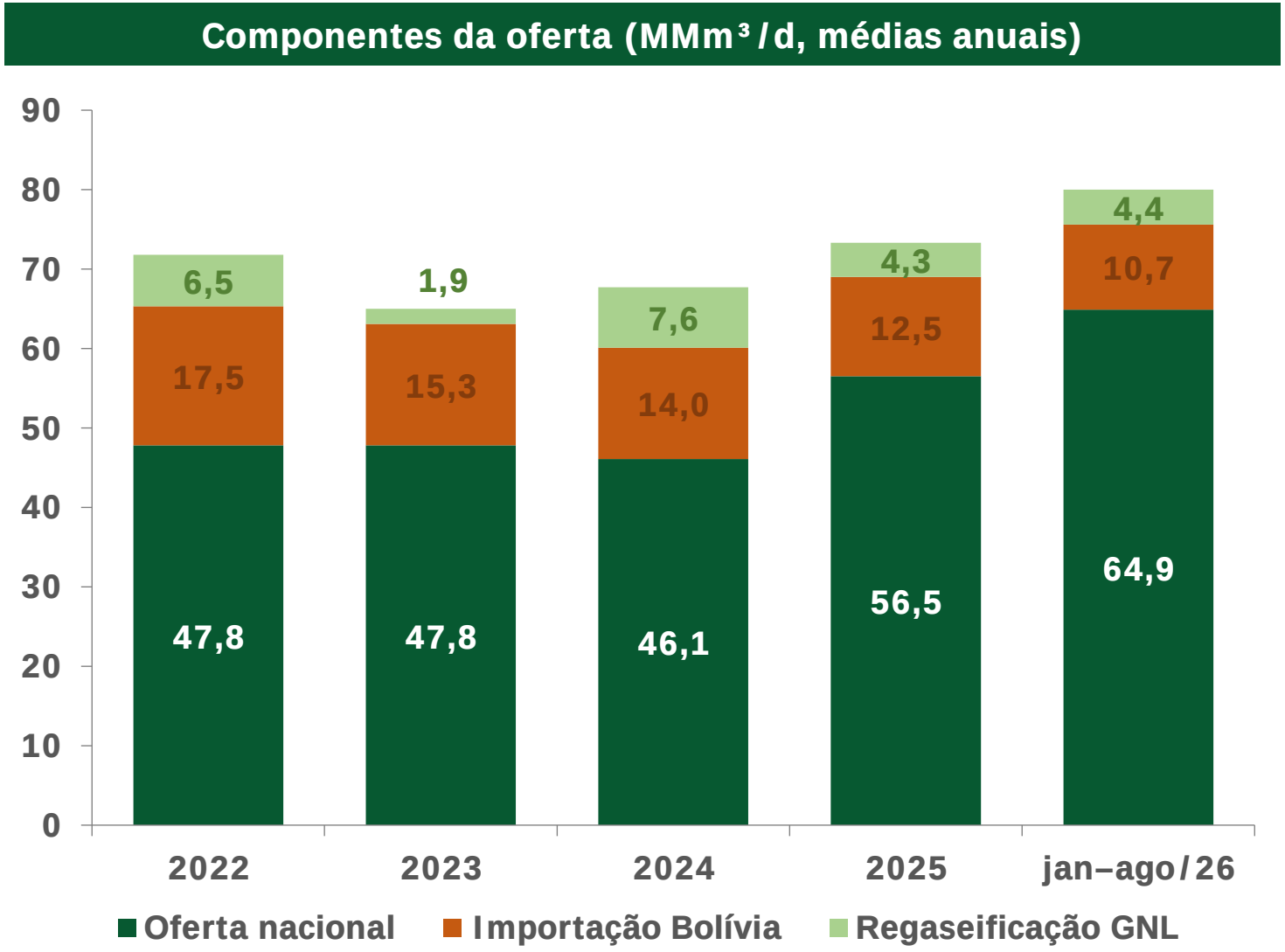
Para cada m³ ofertado ao mercado, ~1,8 m³ volta ao reservatório:

- **Parte da reinjeção é técnica:** pressão do reservatório e gás com alto teor de CO_2.
- **Parte é econômica:** falta de escoamento e processamento e de mercado que remunere a monetização.
- **Oportunidade:** reduzir a reinjeção econômica é a fonte de oferta mais rápida, e depende de preço e de acesso à infraestrutura.

Fontes e método:
Produção (base dos %): CBIE, série mensal (= ANP).
2022–2025: volumes de destino do CBIE (tabela anual).
Jan–ago/26: ANP (o CBIE não publica a reinjeção mensal).

Fonte: CBIE Analytics, Nov/2026 (ANP), anos fechados 2022–2025; ANP, Boletim Mensal da Produção (jan–ago/26).

Composição da oferta: o gás nacional assume



47,8 → 56,5 MMm³/d

de oferta nacional, 2022 → 2025 (+18%)

17,5 → 12,5 MMm³/d

importados da Bolívia, 2022 → 2025 (−29%)

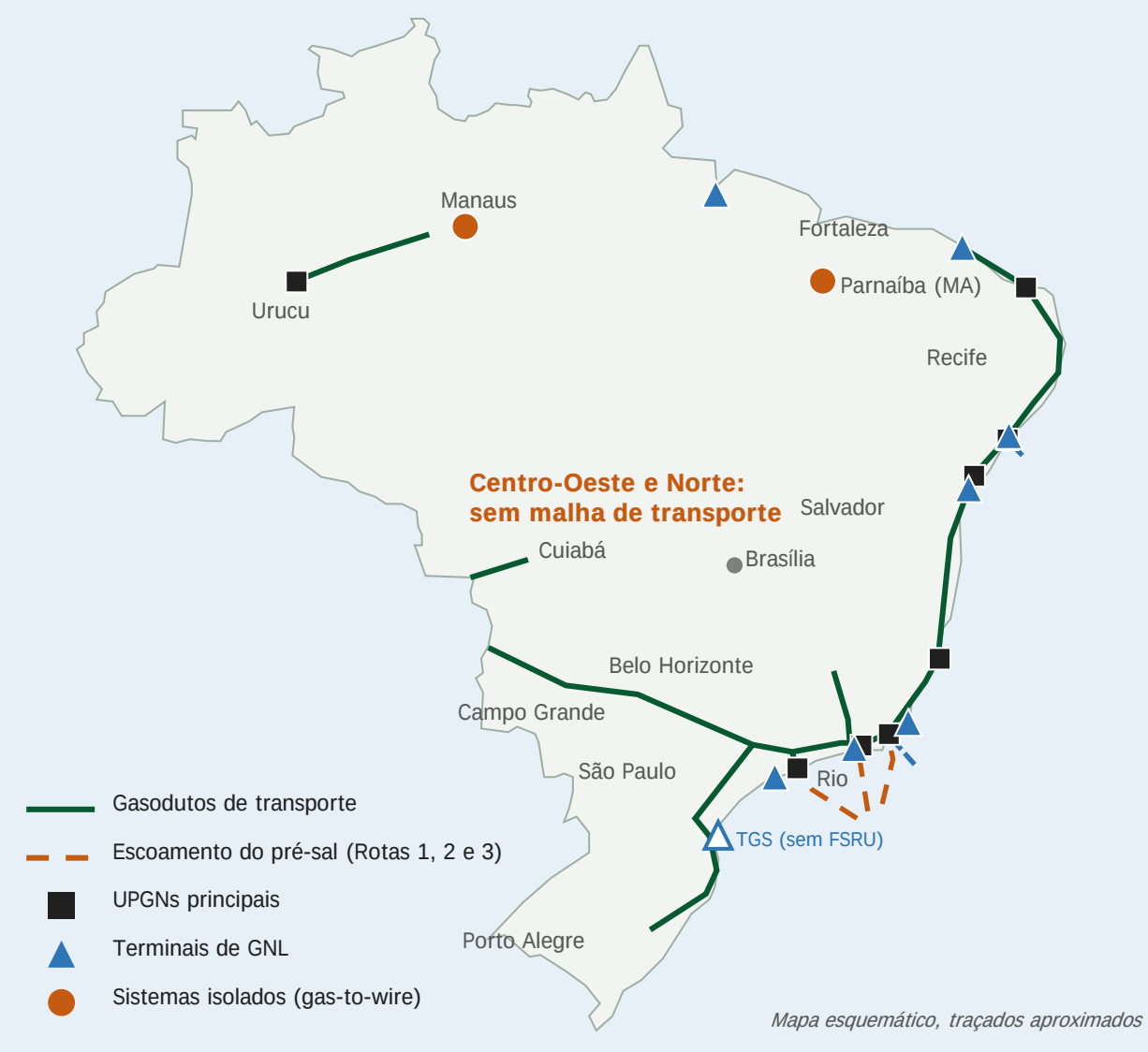
Participação do gás nacional na oferta:

67% em 2022 → 77% em 2025.

- **Bolívia em declínio estrutural:** 7,6 MMm³/d em ago/26, mínima histórica.
- **GNL como seguro:** pico de 19,8 MMm³/d em out/24, com térmicas despachadas.
- **Desafio:** capacidade ociosa no Gasbol eleva a tarifa unitária da TBG.

Fonte: CBIE Analytics, Nov/2026 (ANP/MME); MME, Boletim Set/2025 (pico de GNL). Variações entre anos fechados; jan–ago/26 apenas como referência.

Infraestrutura de gás: concentrada na costa



9.400
km de transporte
(Argentina: ~16 mil)

4.564
km de dutos de escoamento

> 45 mil
km de redes de distribuição

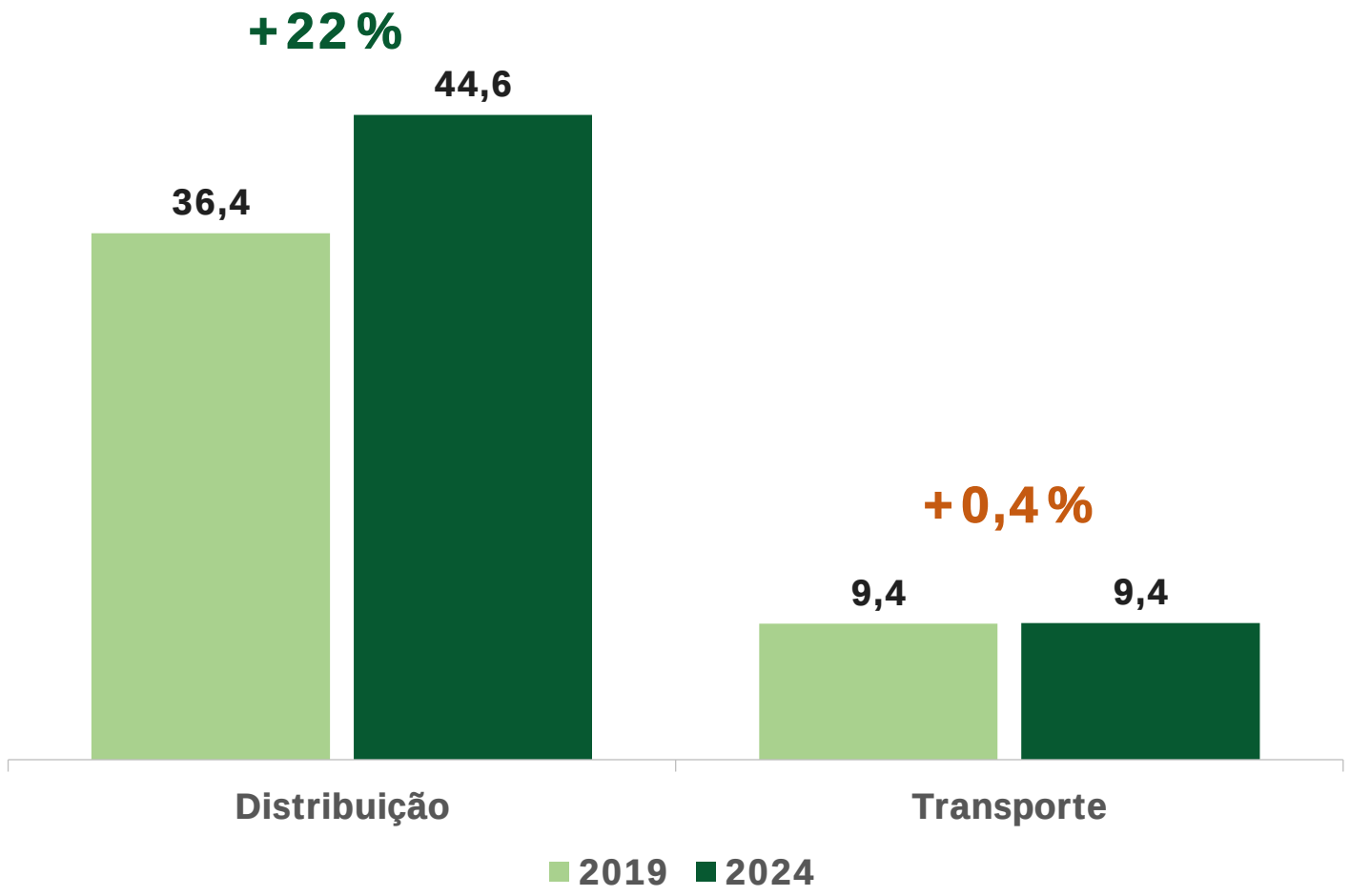
O gás chega pela costa e fica na costa.

- A malha liga 7 bacias, 14 UPGNs, 5 terminais de GNL, a Bolívia e a Argentina, quase toda na faixa litorânea entre o RS e o CE.
- Todo o gás do pré-sal desembarca entre Caraguatatuba (SP) e Macaé (RJ).
- Centro-Oeste: só o Gasbol (MS) e o ramal de Cuiabá; DF, GO e TO sem gasoduto.
- Norte e MA: Urucu–Manaus e o Parnaíba operam isolados.
- Interiorizar exige demanda-âncora, GNL/GNC em pequena escala e expansão planejada da malha.

Fonte: EPE (malha de 9.409 km; Argentina); ATGás (out/2025); IBP (out/2025); Abegás (2024); ANP. Mapa esquemático, elaboração própria.

Malha: distribuição cresce, transporte parado

Extensão das redes (mil km): 2019 vs 2024



46,7 mil km

distribuição no fim de 2025 (Abegás)

9,4 mil km

transporte: praticamente igual desde 2011

Entre 2019 e 2024, a rede de distribuição cresceu 22%; a de transporte, 0,4%.

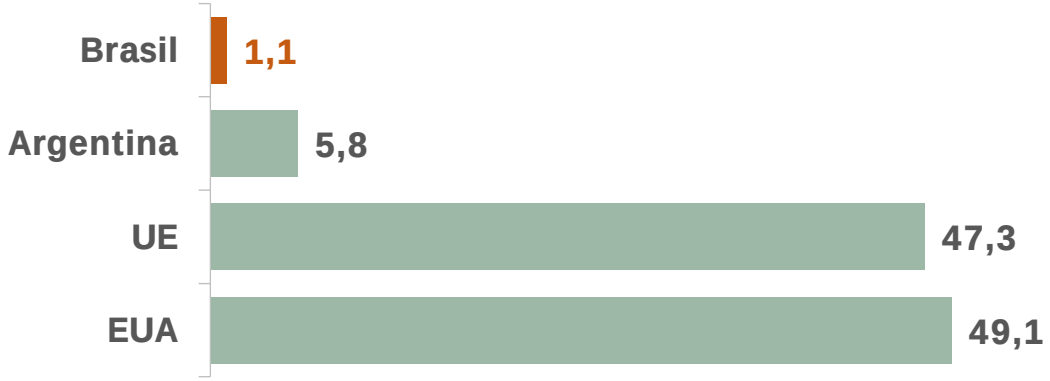
- Distribuição: 516 municípios e 5 milhões de clientes em 2025; 77% da rede no Sudeste.
- Transporte: sem expansão relevante há 15 anos e concentrado na costa.
- Desafio: interiorizar exige novos gasodutos de transporte (ou GNL em pequena escala e biometano), e não só rede de distribuição.

Fonte: Distribuição: Abegás (36.429 km em 2019; 44.620 km em 2024; 46.698 km no fim de 2025). Transporte: EPE – PIG 2019 (9.409 km) e PIG 2024 (9.445 km). Elaboração própria.

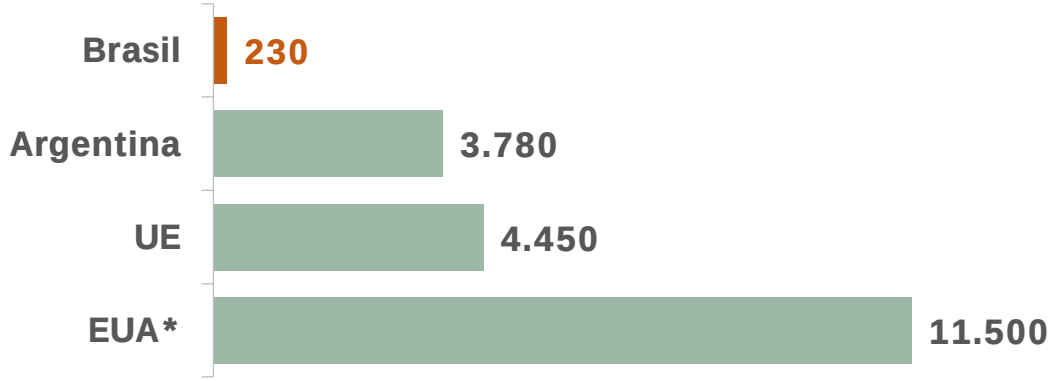
Malha de gás: o Brasil frente a outros mercados

	Transporte (km)	Distribuição (km)	km de transporte por mil km²	km de distribuição por milhão de hab.
Brasil	**9.445 (2024)**	**46.698 (2025)**	**1,1**	**230**
Argentina	~16.100 (2023)	173.888 (2023)	5,8	3.780
EUA	~483.000 (2023)	~3,9 milhões* (2023)	49,1	11.500*
União Europeia	>200.000 (2025)	>2 milhões (2025)	47,3	4.450

Transporte: km por mil km² de território



Distribuição: km por milhão de habitantes

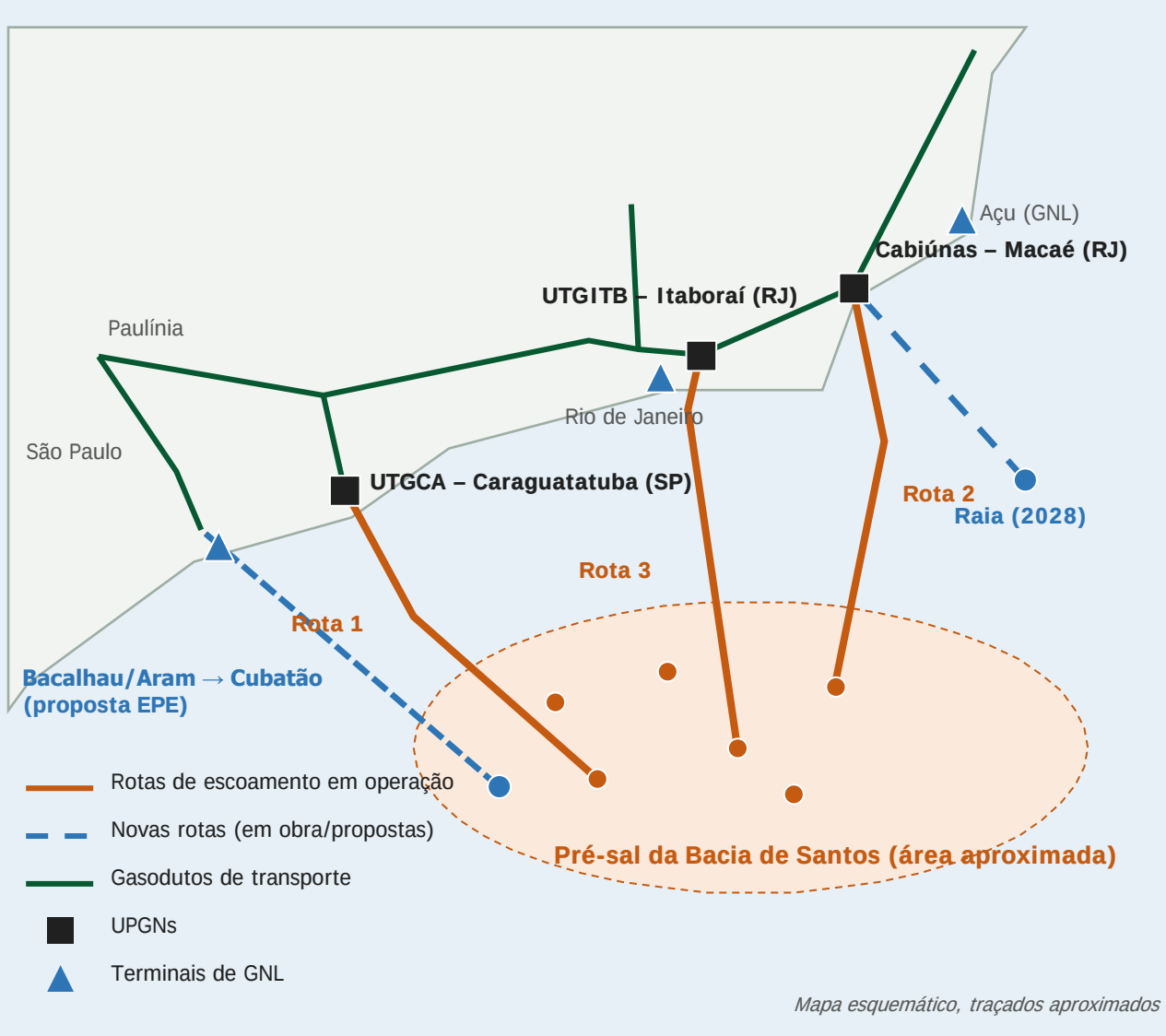


Por km², o Brasil tem 1/5 da malha de transporte da Argentina e menos de 1/40 da dos EUA e da UE; por habitante, a rede de distribuição argentina é 16 vezes maior.

*Fonte: EPE (PIG 2024); Abegás (2025); ENARGAS (2023); Adigas (2023); CRS/PHMSA (2025); ACER; IBGE; INDEC; US Census; Eurostat. **

Nota: EUA: inclui ramais de serviço. Elaboração própria.

Escoamento do pré-sal: três rotas



Capacidade de escoamento (MMm³/d)	
Rota 1 → UTGCA (SP)	10 no pré-sal · UPGN de 20
Rota 2 → Cabiúnas (RJ)	16 (autorizada a 20)
Rota 3 → Itaboraí (RJ)	21 · 355 km · desde set/24
Raia → Cabiúnas	16 · a partir de 2028
Bacalhau/Aram → Cubatão	12,5 · prioridade do PNIIGB
Rota 4 (Compass/Cosan)	10–15 · em licenciamento, sem FID

≈ 50 MMm³/d

de capacidade nas três rotas

118,0 MMm³/d

reinjetados
(média jan–ago/26, ANP)

- Rota 1 ociosa (declínio do pós-sal), Rotas 2 e 3 cheias: o gargalo físico é o escoamento e o processamento.
- Toda nova oferta depende de nova rota ou de UPGN, e o acesso a elas define o preço (SIE/SIP).

Fonte: EPE (2019; PNIIGB 2025); InvestNews (Rota 3); eixos/PUC-Rio (Rota 1); Equinor (Raia); eixos, Brazil Journal e BNamericas (Rota 4); ANP, Boletim Mensal da Produção (reinjeção: média jan–ago/26). Elaboração própria.

Oferta nacional: o pipeline de projetos

Raia (Campos)	SEAP (SE-AL)	Margem Equatorial	Bacia de Pelotas
16 MMm³/d	**18 MMm³/d**	**1ª descoberta**	**>1 tri m³ de gás**
2028	**2030**	**ago/26**	**(EPE)**
✓ Equinor, Repsol Sinopec e Petrobras	✓ 2 FPSOs contratados; FIDs dez/25 e abr/26	✓ Poço Morpho (Foz do Amazonas)	✓ 9,7 bi boe recuperáveis estimados
✓ Gás tratado no FPSO; duto de ~200 km até Macaé (RJ)	✓ Gasoduto de 134 km até a costa	✓ Petrobras: US$ 3 bi em exploração até 2029	✓ Análoga às descobertas da Namíbia
✓ Trecho de 186 km concluído (ago/26)	✓ Risco: licitação do duto em revisão (gas release)	✓ Licenciamento ainda é o fator crítico	✓ Próxima do Sul, hoje suprido por Bolívia/GNL

Raia + SEAP = +34 MMm³/d ≈ metade da oferta nacional média de jan–ago/26 (65 MMm³/d).
O escoamento define quando esse gás chega ao mercado.

Fonte: Equinor/Agência iNFRA (ago/2026); Petrobras/eixos (2026); ANP (jun/2026); EPE, Zoneamento 2023–2025 (out/2026).

Argentina, GNL e biometano

Vaca Muerta (via Bolívia)

- ✓ **Rota testada desde 2025 -** ANP autorizou Petrobras a importar até 180 MM m³/ano (mar/26)
- ✓ **US$ 5,6–7,8/MMBtu** na fronteira AR-BO (Tecpetrol–YPFB), antes do transporte.
- ✓ **Desafio:** fluxo firme requer ~US$ 2 bi em dutos e contratos firmes

GNL

- ✓ **Seguro de suprimento:** pico de 19,8 MMm³/d (out/24); média de 4,4 em jan–ago/26
- ✓ **Caro: :** US$ 13,5/MMBtu em média em jan–set/25 (MME, FOB)
- ✓ **Res. ANP 1.003/2026:** acesso negociado de terceiros aos terminais

Biometano

- ✓ **Recorde:** 561 mil m³/d (jul/26)
- ✓ **Capacidade autorizada:** 1,37 MMm³/d em 21 plantas; ~3,4 MMm³/d previstos até 2028
- ✓ **Mandato (Lei 14.993/24):** meta de 2027 exige ~995 mil m³/d

Diversificação reduz o risco de suprimento e cria referências de preço fora do Brent.
Escala depende de infraestrutura e contratos firmes.

Fonte: ANP; eixos (YPFB/Tecpetrol, biometano – 2026); El Economista/OLACDE (set/2026); MME, Boletim Set/2025; CBIE Analytics.

Sul: o elo mais frágil da oferta

RJ

Pré-sal + Raia
(16 MMm³/d, 2028)

Japeri (RJ→SP)

12,5 → 20 MMm³/d
com a obra (2029)

SP – Paulínia

Entrada no Gasbol para o Sul

Sul (PR, SC, RS): Gasbol ~16 MMm³/d, metade importada da Bolívia

Bolívia em declínio

- ✓ Saída prevista de 8–9 MMm³/d do Gasbol (Abegás)
- ✓ Brasil planeja o fim desse suprimento até 2030

TGS (SC): terminal sem navio

- ✓ Inaugurado em 2024; 15 MMm³/d de capacidade
- ✓ Sem FSRU desde 2025: não opera comercialmente
- ✓ Arrendado à Âmbar (J&F); CADE aprovou

R$ 12 bi

em expansão da malha suspensos pela NTS (05/11/26) após a decisão da ANP sobre a base de ativos

Risco para o Sul

- Sem Japeri, a transferência RJ→SP fica em 12,5 MMm³/d e não repõe o gás boliviano.
- O gás de Raia pode ficar retido no RJ enquanto o Sul enfrenta restrição.
- Gaspar (SC) e a expansão da TBG (15 → 25 MMm³/d) dependem de gás em Paulínia.
- A alternativa de GNL (TGS) ainda depende de um novo FSRU.

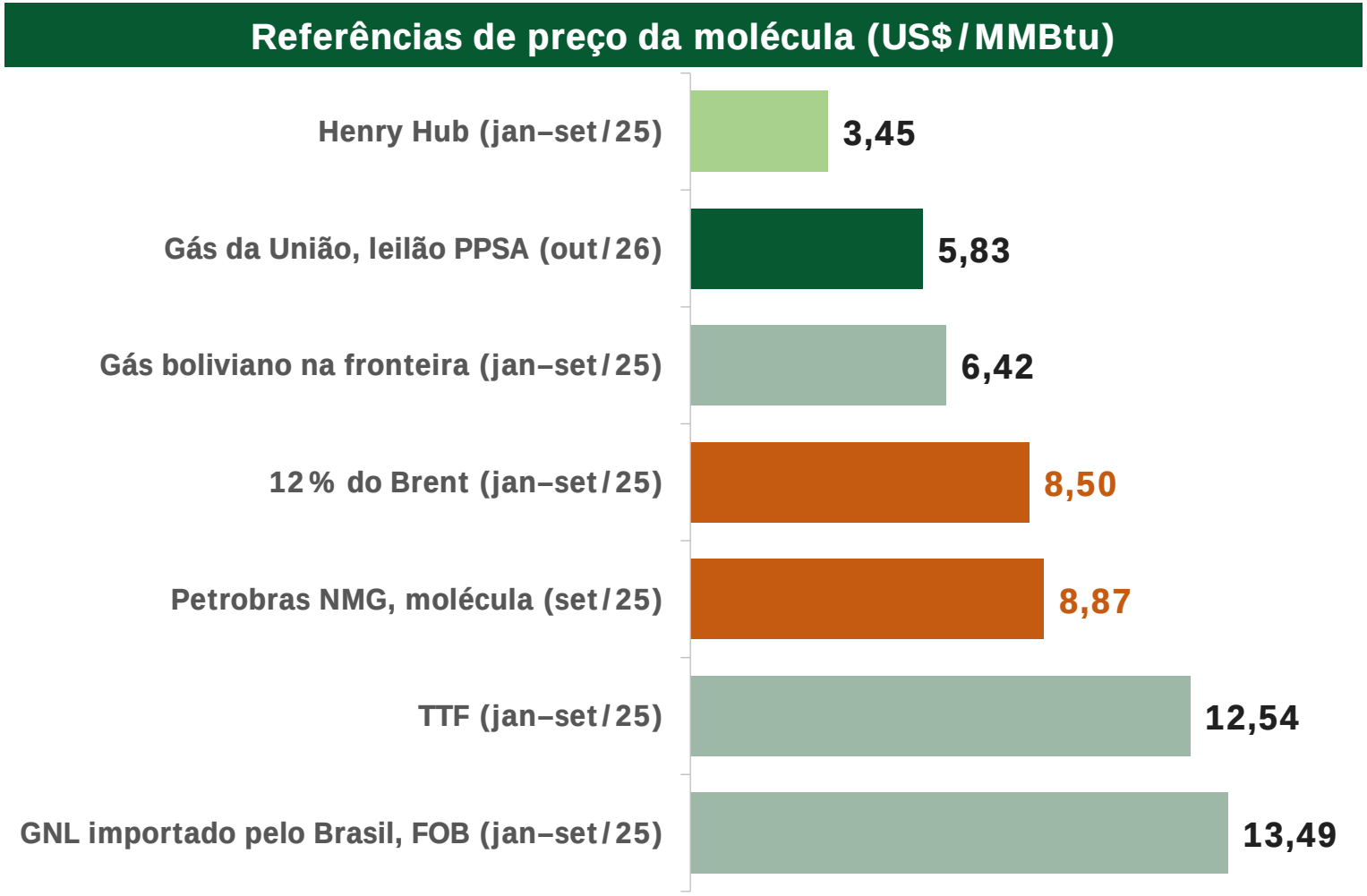
Fonte: Agência iNFRA (05/11/2026); Abegás/eixos, artigo de opinião (09/11/2026); Cenário Energia (21/05/2026); eixos e bpmoney (TGS/Âmbar, 2026).

Como aproveitar a nova oferta?

1	**Monetizar a reinjeção**	Acesso negociado e transparente a escoamento e processamento (CP 13/2026) e contratos de longo prazo que remunerem a infraestrutura.
2	**Levar o gás ao mercado**	Raia (16 MMm³/d, 2028), Rota 3 plena, Bacalhau/Aram–Cubatão (12,5 MMm³/d, PNIIGB), Japeri e expansão da TBG para o Sul.
3	**Abrir a comercialização**	Gas release (1º ciclo 2027–30), leilões anuais da União e mercado livre: 25,3 → 34,6 MMm³/d (jun/25 → jun/26).
4	**Ancorar a demanda**	Contratos firmes de térmicas do LRCAP (~15 GW a gás), fertilizantes, indústria e data centers.
5	**Interiorizar**	GNL/GNC em pequena escala, biometano injetado na rede e corredores azuis para a frota pesada.

Fonte: ANP (CP 13/2026; gas release); EPE (PNIIGB); Equinor; Abegás/Agência iNFRA (mercado livre, nov/2026); CCEE (LRCAP). Elaboração própria.

Oferta teremos. A que preço?



8,87US$/MMBtu vs 2,97US$/MMBtu

molécula Petrobras vs Henry Hub (3,0×), em set/25.

A oferta não é mais o problema. A renda entre o custo do gás e o preço final é que está em disputa.

- Em set/25, a molécula da Petrobras (8,87) equivalia a ~13% do Brent (US$ 68/b): o preço segue o petróleo, não o custo do gás.
- Em 2026 o Brent passou de US$ 100/b, e os contratos indexados ao petróleo repassam esse choque.
- O leilão da União (out/26) mostra que um preço próximo de US$ 6 é viável na saída da UPGN.
- *Todos os valores sem transporte e tributos.*

Jan–set/25: médias do mesmo período e da mesma fonte (MME). Exceções, com o período no rótulo: leilão da União (out/26) e contratos da Petrobras (set/25, último mês publicado).

Fonte: MME, Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural – Set/2025 (Henry Hub, TTF, Brent, gás boliviano, GNL/Comexstat, contratos Petrobras); PPSA/Agência iNFRA (leilão da União, out/2026); EIA (Brent 2026). Elaboração própria.

Síntese da oferta: promessa e gargalos

Por que o cenário é promissor

- ✓ Produção bruta recorde: 220,6 MMm³/d em ago/26
- ✓ Pré-sal: 80,5% do gás produzido em ago/26
- ✓ Raia + SEAP: +34 MMm³/d entre 2028 e 2030
- ✓ Novas fronteiras: Margem Equatorial, Pelotas, SEAP
- ✓ Fontes complementares: Vaca Muerta, GNL, biometano
- ✓ Primeiro preço competitivo: US$ 5,83/MMBtu no leilão da União

Desafios de infraestrutura

- Escoamento de ~50 MMm³/d frente a 118 MMm³/d reinjetados
- Malha de transporte de 9.400 km, concentrada na costa
- NTS suspende R$ 12 bi em expansão; revisão tarifária em disputa
- Sul dependente do Gasbol, com o gás boliviano em declínio
- TGS (SC) sem FSRU; gasoduto do SEAP em revisão
- Acesso a escoamento e processamento ainda caso a caso

Oferta teremos.
O que define o preço é a infraestrutura e quem tem acesso a ela.

Fonte: Síntese dos slides anteriores: CBIE Analytics; ANP; EPE; Equinor; PPSA; Agência iNFRA; Abegás.

02

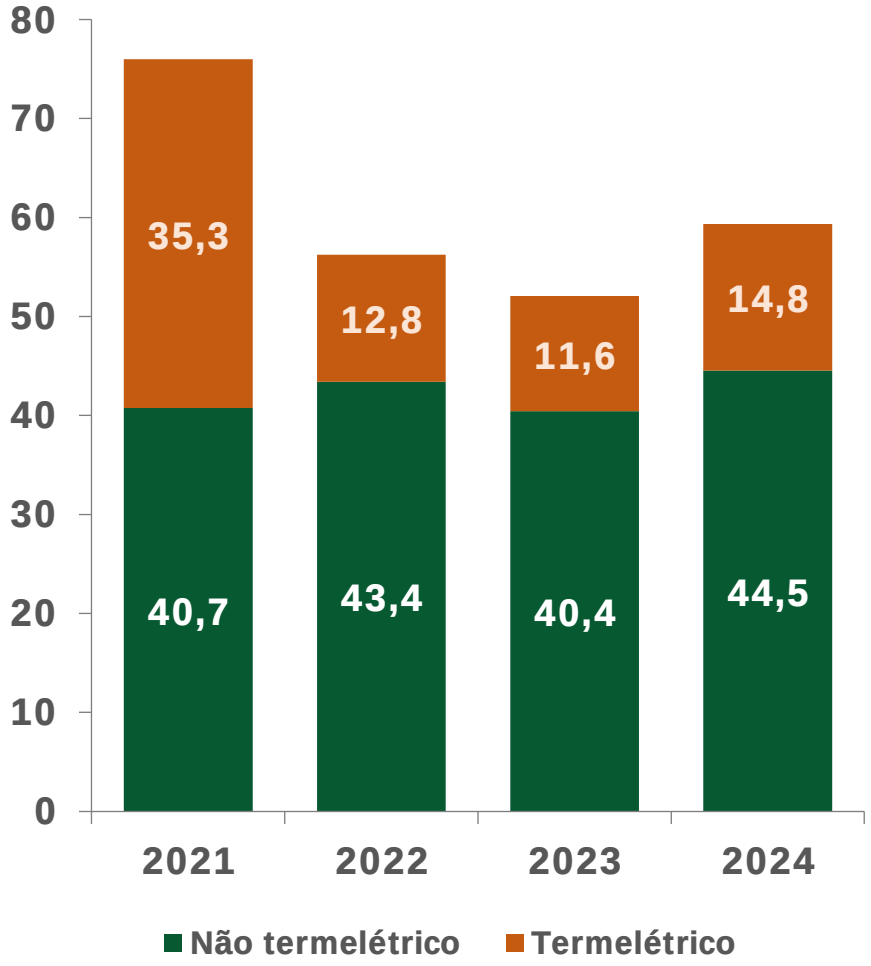
Demanda

Reprimida e à espera de preço

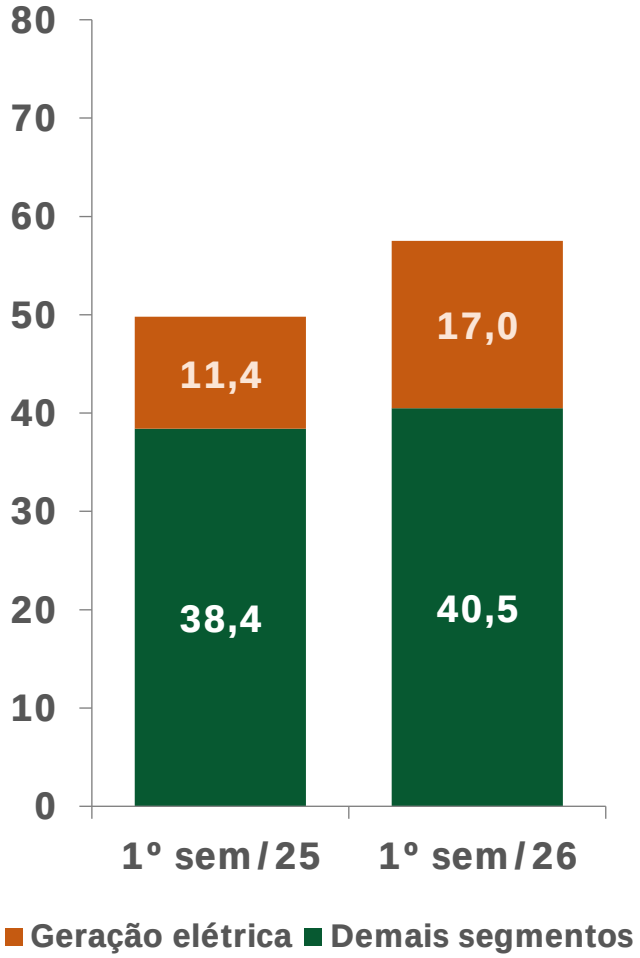
- Uma demanda que não acompanhou a oferta
- Demanda reprimida e perda de demanda
- Novos mercados: frota pesada, data centers e geração térmica
- O gás é o único energético que segue o PPI

A demanda não acompanhou a oferta

Distribuidoras, anos fechados (MMm³/d)



1º semestre de 2025 e 2026 (MMm³/d)



+22%

produção bruta, 1º sem/26 vs 1º sem/25

+15%

consumo total, mesmo período (Abegás)

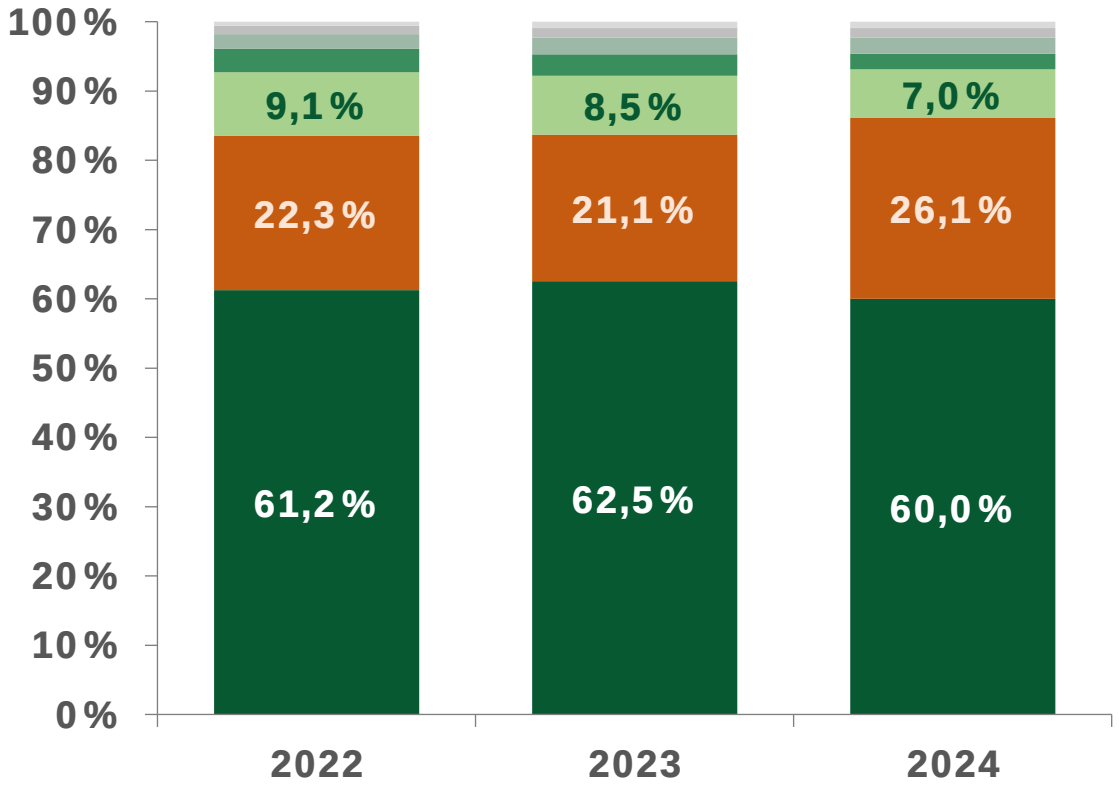
O consumo subiu pela térmica, não pela indústria.

- 1º sem/26: geração elétrica +49% (11,4 → 17,0); indústria +4,5%; GNV −7,4%.
- Anos fechados: não termelétrico de 43,4 para 44,5 MMm³/d (2022 → 2024, +3%), com produção +11%.
- Mercado livre: 25,3 → 34,6 MMm³/d (jun/25 → jun/26).

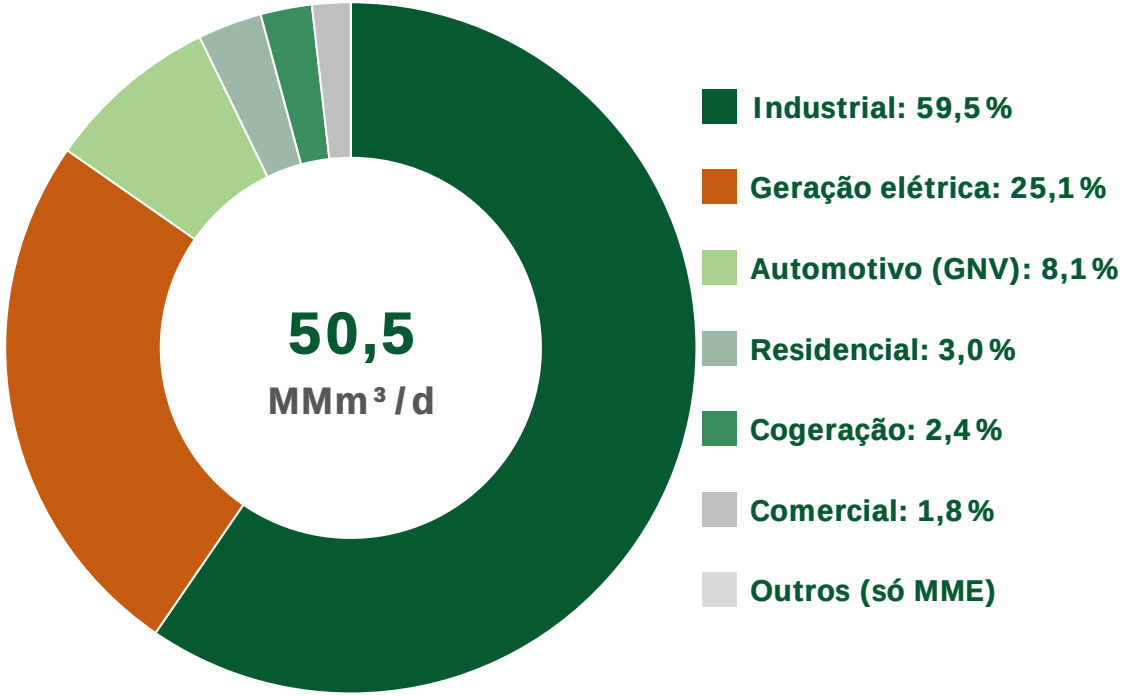
Fonte: MME, Boletim Set/2025 (consumo das distribuidoras, anos fechados); Abegás/Agência iNFRA (03/11/2026, 1º semestre); CBIE Analytics/ANP (produção).

Demanda por setor: 85% em indústria e térmicas

Mercado nacional, anos fechados



2026 (jan–out): distribuidoras



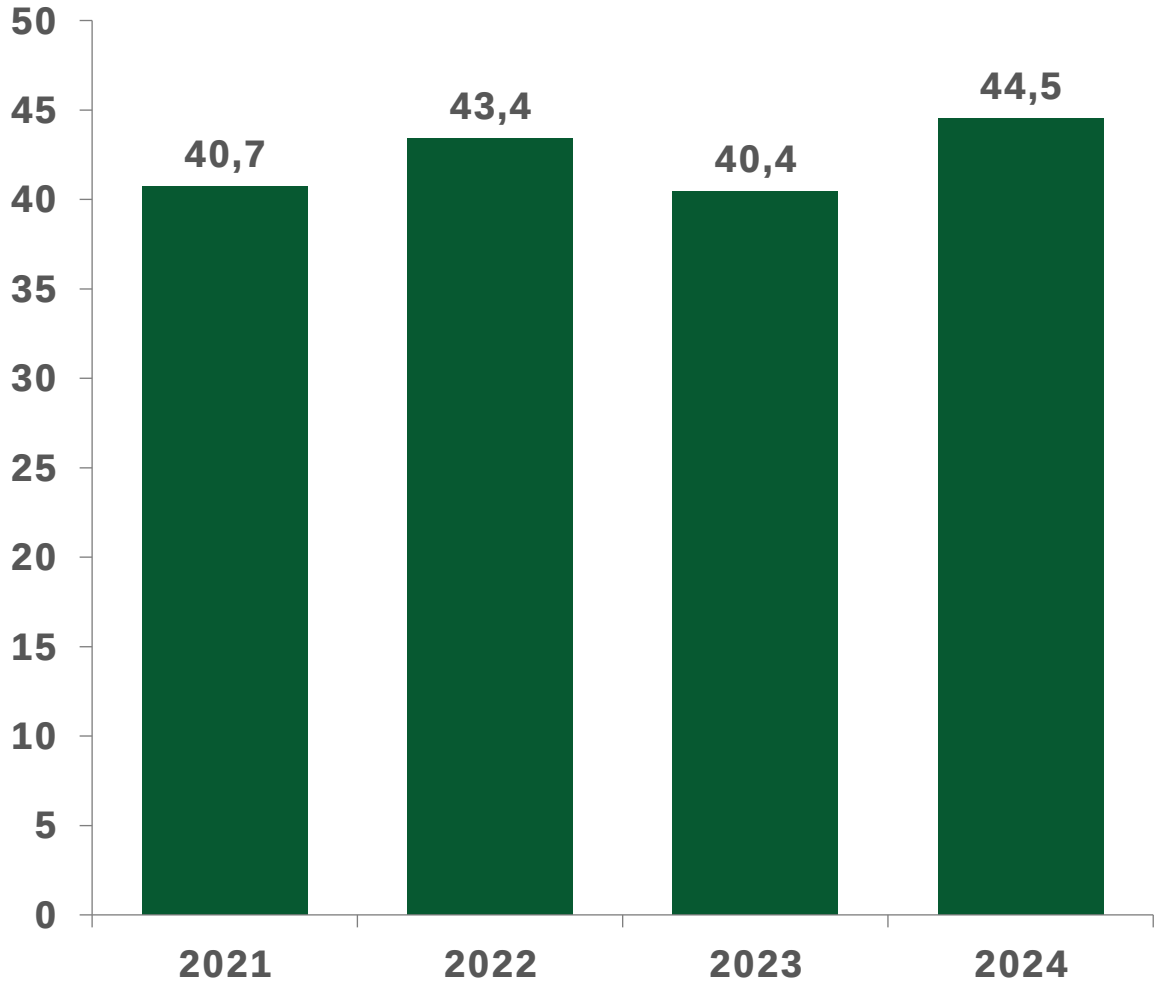
A divisão por setor quase não mudou: indústria e térmicas somam 86% em 2024 (MME) e 85% em 2026 (CBIE Analytics, com base em Abegás), as âncoras naturais para novos investimentos.

Fonte: CBIE Analytics, Boletim do Gás Natural – Nov/2026, com base em dados do MME (seção 5, anos fechados) e da Abegás (seção 8.1, média jan–out/2026, valores estimados). % sobre a soma dos setores. Elaboração própria.

Nota: Bases diferentes: a Abegás cobre só as distribuidoras (sem consumo direto, como refinarias com duto próprio); compare participações, não volumes.

Demanda reprimida: existe, mas não a US$ 12–15

Consumo não termelétrico das distribuidoras (MMm³/d)



~40%

de capacidade ociosa na indústria química (Abiquim, mar/26)

US$ 8 → 15/MMBtu:

alta do gás industrial com a guerra (Abiquim)

~85%

dos fertilizantes consumidos no Brasil são importados

110/110

lotes vendidos no leilão da União; 36 empresas habilitadas

A capacidade instalada já existe: com gás competitivo, a demanda volta rápido.

- Fafens BA/SE retomadas em 2026 depois de paradas pelo preço do gás.
- Química, fertilizantes, vidro, cerâmica e siderurgia: demanda sensível a preço.

Fonte: MME, Boletim de Acompanhamento – Set/2025 (Abegás; anos fechados); Abiquim (mar–mai/2026); Petrobras/eixos; PPSA (out/2026).

Perda de demanda: o risco do ciclo vicioso

−9%

consumo final de gás no Brasil, 2019 → 2024: única fonte de energia em queda (EPE, BEN 2025)

−20%

valor adicionado da indústria de transformação do RJ, 1985 → 2022: único estado em queda (IBGE)

−20,4%

volume do mercado cativo da Algás (AL), 2025 vs 2024; indústria −23,3% (Arsal)

O ciclo vicioso do gás canalizado

1. **Menos volume na rede**
2. **Custo fixo dividido por menos m³**
3. **Tarifa unitária sobe**
4. **Mais consumidores saem ou migram**

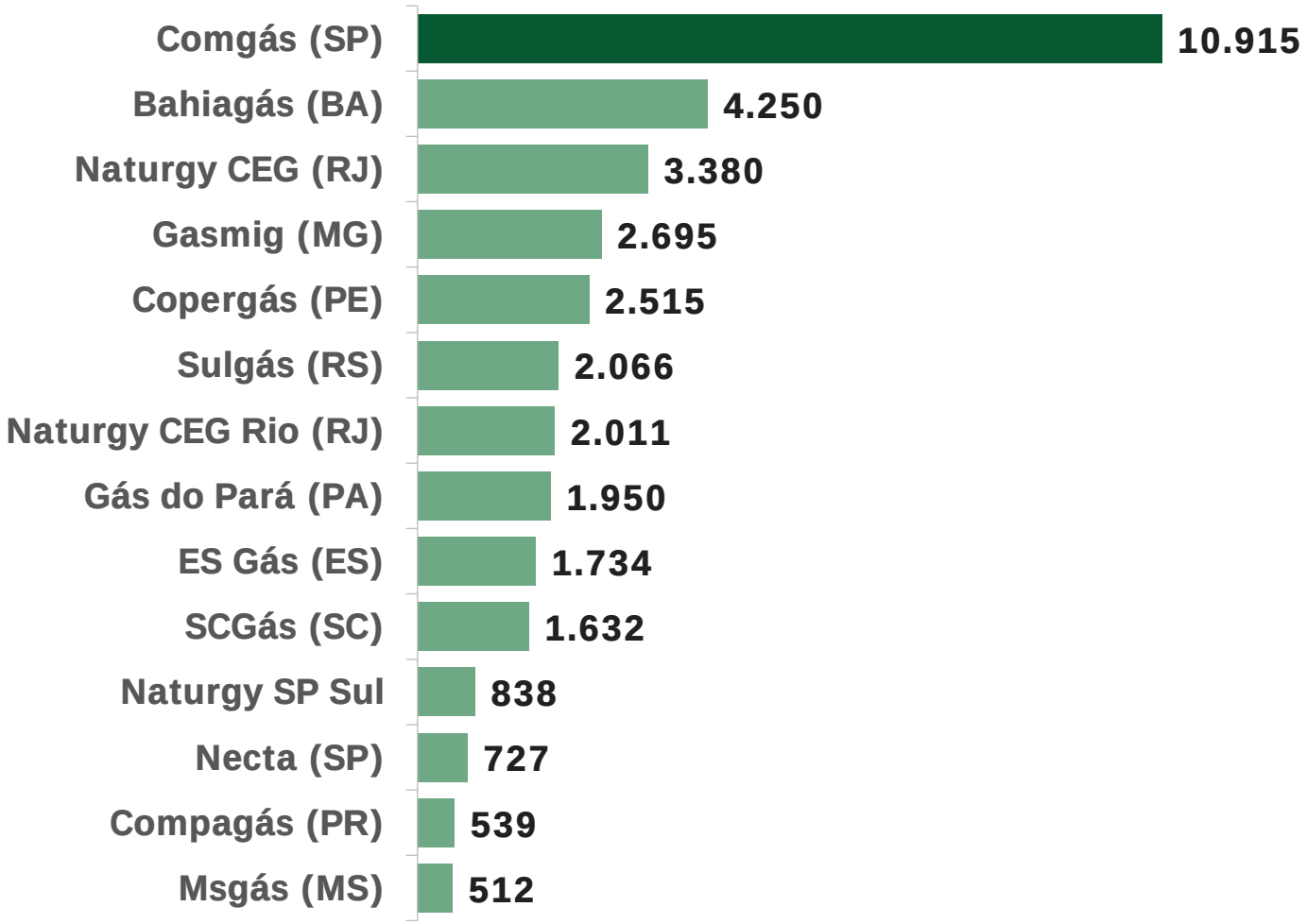
Leitura para o setor:

- A perda de demanda é estrutural (desindustrialização) e de preço (gás indexado ao Brent).
- Parte da queda no mercado cativo é migração para o mercado livre, que cresceu para 34,6 MMm³/d em jun/26.
- Romper o ciclo exige preço competitivo de molécula e tarifas de rede previsíveis.

Fonte: EPE, BEN 2025, e IBGE, Contas Regionais (via Naturgy, contribuição à CP Agenersa 01/2026); Arsal/Movimento Econômico (abr/2026); GESEL/UFRJ; Abegás.

Mercado concentrado: espaço para interiorizar

Demanda não termelétrica por distribuidora (mil m³/d, jan–out/26)



~29%

do consumo não térmico das distribuidoras está na Comgás (10,9 de 37,8 MMm³/d)

~54%

em 4 distribuidoras: Comgás, Bahiagás, CEG e CEG Rio

Interiorização

- GNL/GNC em pequena escala: GNLink com 300 mil m³/d e plano de dobrar em 2026.
- Demanda-âncora (térmica, fertilizante, data center) viabiliza redes no interior.
- Corredores azuis (GNL/biometano) levam o gás às rotas logísticas.
- Desafio: tarifas e margens de distribuição, de competência estadual.

Fonte: CBIE Analytics, Boletim do Gás Natural – Nov/2026 (Abegás, valores estimados, jan–out/2026); GNLink (jan/2026); eixos.

Novos mercados: as demandas-âncora

Térmicas

~15 GW

a gás no LRCAP 2026 (de ~19 GW)

- ✓ ~8,9 GW de novas UTEs a gás a partir de 2028
- ✓ Âncora para terminais de GNL e gasodutos
- ✓ Volátil: despacho segue a hidrologia

Data centers

20 GW

de demanda em 10 anos (EPE)

- ✓ Lei 15.504/2026 (Redata) sancionada em set/26
- ✓ 5,6 GW projetados até 2030
- ✓ Em debate: gás como fonte elegível na regulamentação

Frota pesada

0,1%

da frota de caminhões é a gás (~2.500)

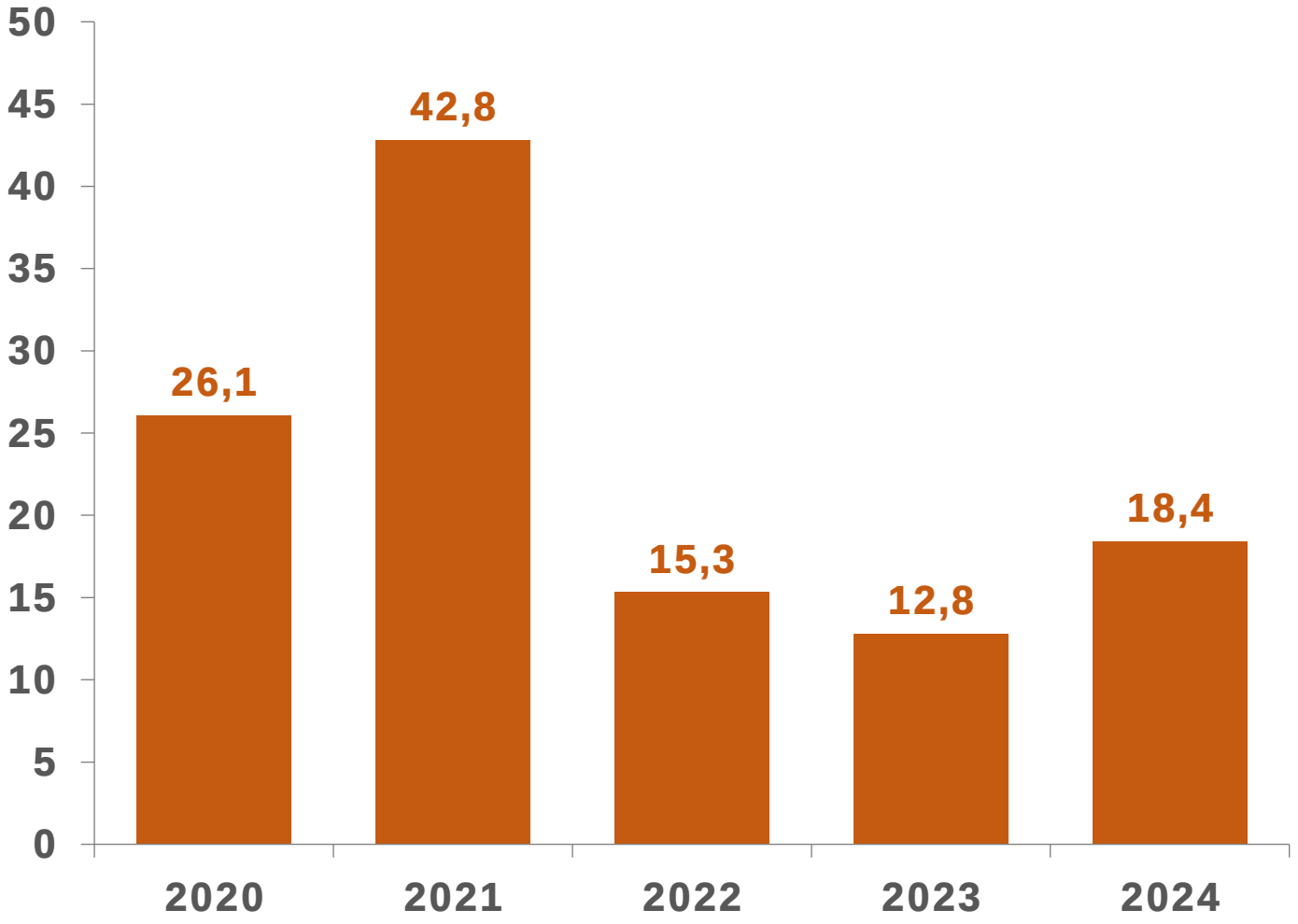
- ✓ GreenTech: 60 → 2.000 caminhões a GNL em 24 meses
- ✓ Corredores azuis com GNL e biometano
- ✓ Concorre com diesel abaixo da paridade

Contratos firmes e de longo prazo dos novos mercados viabilizam a infraestrutura que depois atende a indústria e o interior.

Fonte: Brasil Energia e CCEE (LRCAP, mar/2026); EPE/Agência iNFRA e Lei 15.504/2026; Portal Tela/Edge (jun–jul/2026).

Térmicas: âncora relevante, mas volátil

Gás para geração elétrica (MMm³/d, médias anuais)



34,9 MMm³/d

máxima mensal (out/24)

12,2 MMm³/d

mínima mensal (mar/25)

Variação de quase 3× em cinco meses

- Exige oferta flexível (GNL, swing) e contratos com inflexibilidade mínima.
- 1º sem/26 vs 1º sem/25: +49% (11,4 → 17,0 MMm³/d, Abegás).
- O LRCAP 2026 dá previsibilidade: receita fixa por 10 a 15 anos.
- A tarifa de transporte entra no custo variável (CVU) das térmicas.

Fonte: MME, Boletim Set/2025 (anos fechados 2020–2024; extremos mensais out/24–set/25); Abegás/Agência iNFRA (1º semestre 2026).

Gás: o único energético que segue o PPI

Diesel	GLP	Gás natural
−58%	**R$ 5 bi**	**+19,2%**
abaixo da paridade (Abicom, jul/26)	em subsídio em 2026 (Gás do Povo)	de reajuste da molécula em mai/26
✓ Petrobras segura preços desde mar/26 ✓ Subvenção de R$ 10 bi (Decreto 12.883/2026)	✓ Preço ao consumidor protegido ✓ Concorre com o GN no comércio e no interior	✓ Contratos indexados a Brent, câmbio e Henry Hub ✓ Bandas de Brent (jul/26) atenuam, mas não eliminam

Assimetria: os substitutos que o gás deveria deslocar (diesel, GLP e óleo) estão protegidos do choque externo, e o gás não.
Desafio: preço do gás descolado do Brent. Oportunidade: referências domésticas (leilão da União, *gas release*) e Henry Hub.

Fonte: Abicom/Money Times (jul/2026); eixos (Decreto 12.883/2026); Diário de Pernambuco (jun/2026); Agência iNFRA e Petrobras (mai e nov/2026).

03

Competitividade

Gargalo de infraestrutura existe; o problema central é preço e transparência

- Onde se forma o preço: da boca do poço ao consumidor
- A agenda regulatória de 2026–2027
- Gas release e leilões de gás da União
- Revisão tarifária do transporte e acesso ao SIE/SIP

Onde se forma o preço do gás

Molécula	Escoamento (SIE)	Processamento (SIP)	Transporte	Distribuição
HHI 3.747 (ANP): mercado altamente concentrado; preço indexado ao Brent	Acesso negociado; tarifas e send-or-pay pouco transparentes	Maior peso nos custos de infraestrutura	Revisão tarifária 2026–30 judicializada	Margens estaduais; interiorização lenta

~US$ 2

gás da União na boca do poço (MME)

~US$ 12

preço praticado ao mercado (MME)

A molécula sai a ~US$ 2 da boca do poço e é revendida a US$ 9–12 (4,5 a 6 vezes), antes de transporte e distribuição.

Diagnóstico

- Há gargalos físicos (escoamento, UPGNs e malha), mas o principal é a formação de preço.
- Pouca transparência sobre custos de SIE/SIP e sobre o spread do agente dominante.
- Os instrumentos já existem na Lei do Gás (14.134/2021); faltava aplicá-los.

Fonte: ANP – Programa Gas Release (ago/2026); eixos (2026); MME. Elaboração própria.

A agenda regulatória de 2026–2027

Tema	Instrumento	Status (nov/26)	Próximo passo
Gas release	Programa da ANP (Lei 14.134/2021)	Consulta encerrada; Petrobras propõe início em 2031	Audiência 19/nov; 1º ciclo 2027–30
Tarifa de transporte	Revisão 2026–30 (método RCM)	Fase final suspensa (09/nov); NTS suspende R$ 12 bi	Acordo NTS–Petrobras ou retomada
SIE/SIP	CP ANP 13/2026	Audiência em set/26; resolução pendente	Publicar regras de acesso
Leilão PPSA	Resolução CNPE 15/2026	1º leilão: 1,1 MMm³/d a ~US$ 5,83	Leilões anuais; longo prazo após 2030
GLP	Gás do Povo (Lei 15.348/2026)	CNPE restringe reforma da ANP (06/nov)	Preços de referência MME/Fazenda
Diesel	Subvenção (MP 1.340/2026)	ANP define preço de referência e paga	Prazo da subvenção e retorno à paridade

Verde: agenda da ANP/PPSA. Laranja: política de governo (MME, Fazenda, CNPE), com operação pela ANP.

Fonte: ANP; PPSA; CNPE; MME; eixos (CNPE e GLP, 06/11/2026); Planalto (MP 1.340/2026, Decretos 12.878, 12.883 e 12.995/2026; Lei 15.348/2026).

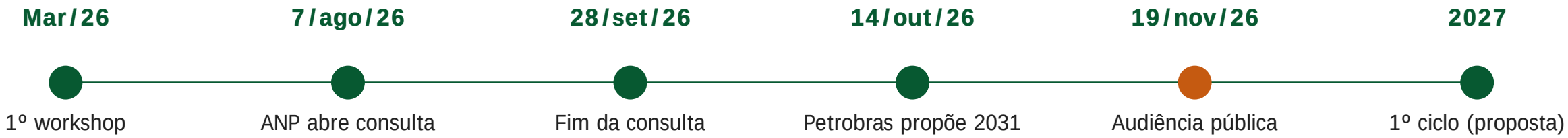
Gas release: desconcentrar a oferta

Desenho proposto pela ANP

- **Alvo:** gás comprado de terceiros pela Petrobras, inclusive importação via Gasbol
- **Preservado:** 100% da produção própria da Petrobras
- **Meta:** HHI de 3.747 para menos de 2.500
- **1º ciclo:** 2027–2030, com leilões obrigatórios do agente dominante
- **Apoio:** 95% da consulta setorial vê o programa como fundamental ou importante

Posição da Petrobras

- Início só em 2031 e alcance menor
- Preço de referência com recuperação integral de custos
- Recuo na licitação do gasoduto do SEAP enquanto o tema não se resolve
- Pressão no Planalto: reunião na Casa Civil em set/26



Fonte: ANP – Apresentação Gas Release, Dir. Pietro Mendes (07/08/2026); eixos; TAGD/eixos (out–nov/2026); Agência iNFRA (set/2026).

Leilões de gás da União: âncora de preço

1,1 MMm³/d
vendidos (110/110 lotes)

23/36
empresas vencedoras / habilitadas

US$ 5,83/MMBtu
preço médio estimado

−38% a −57%
frente à referência de mercado (MME)

Fórmula do 1º leilão (out/26)

115% × Henry Hub + prêmio médio US$ 2,44 ≈ US$ 5,83

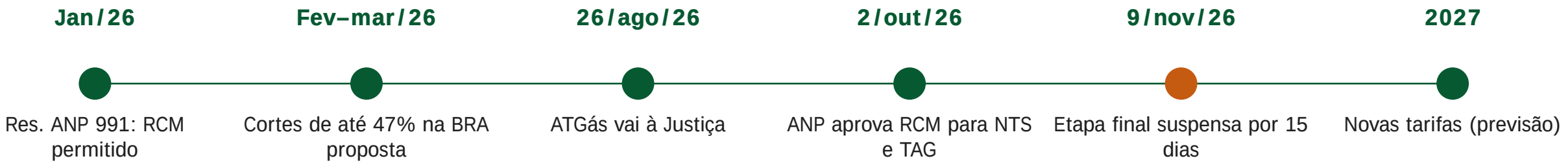
- Indexador fora do Brent: a referência passa a ser o Henry Hub.
- Prêmios de US$ 1,82 (fertilizantes) a US$ 4,01 (vidro).
- Entrega na saída da UTG Itaboraí: o comprador contrata o transporte.

Por que ancora o preço futuro

- Leilões anuais de curto prazo até 2030 e leilões estruturantes de longo prazo a partir de 2030 (CNPE 15/2026).
- Primeiro preço de molécula formado em leilão aberto no Brasil.
- Contratos longos com preço transparente balizam novos contratos e o *gas release*.
- Desafio: escala (1,1 MMm³/d ≈ 2% da demanda) e acesso a SIE/SIP via Petrobras.

Fonte: PPSA/Agência iNFRA e Cenário Energia (22/10/2026); Brasil Energia (out/2026); Resolução CNPE 15/2026; eixos (set/2026).

Revisão tarifária do transporte (2026–2030)



–32% a –35%

tarifas da NTS (proposta ANP, 2027–30)

~R$ 11 bi

a menos na base de NTS e TAG (RCM)

↑ TBG

menor volume no Gasbol eleva a tarifa

2041

extensão dos contratos legados proposta pela NTS

O que está em jogo:

- Oportunidade: tarifas menores reduzem o custo para indústria e térmicas (CVU).
- Princípio: não pagar duas vezes por gasodutos já amortizados.
- Risco: judicialização e insegurança para novos investimentos na malha.
- Interiorização depende de uma malha remunerada e em expansão.

Fonte: ANP; Agência iNFRA (fev–out/2026); eixos e TAGD (09/11/2026).

Acesso negociado e preço do SIE/SIP

Res. ANP 1.003/2026

Terminais de GNL

Publicada em jul/26

CP 13/2026

Escoamento e UPGNs

Consulta jul–set/26; resolução pendente

O que a minuta da CP 13/2026 propõe

- Fim do direito de preferência do proprietário 30 anos após o início da operação
- Interconexão obrigatória com as demais infraestruturas
- Instrumentos da ANP contra a concentração, como a cessão compulsória de capacidade (capacity release)
- Regras objetivas e transparentes, com resolução de conflitos pela ANP

Por que importa?

- SIE/SIP são o item de maior peso nos custos de infraestrutura do gás nacional.
- Hoje o acesso é negociado caso a caso com o operador dominante: tarifas, penalidades e send-or-pay pouco transparentes.
- O caso da PPSA: anos de negociação para escoar o gás da União; o acordo com a Petrobras (3 anos) prevê saída se a regulação for mais vantajosa.
- Tentativa de regular tarifas via MP 1.304/2025 não prosperou; agora a agenda é da ANP.
- Sem acesso, o gás de terceiros (e o da União) não chega ao mercado, e a reinjeção continua sendo a opção mais barata.

Fonte: ANP (Res. 1.003/2026; CP 13/2026); Mattos Filho (jul/2026); eixos (mai–ago/2026); Agência iNFRA (set/2026).

Desafios × oportunidades

Tema	Desafio	Oportunidade
Preço e concentração	Molécula indexada ao Brent; HHI 3.747	*Gas release* e leilões da União criam referências competitivas
Escoamento e processamento	Acesso caro e pouco transparente; reinjeção de 57%	CP 13/2026; Raia já entrega gás tratado; SEAP com gasoduto próprio
Tarifas de transporte	Revisão judicializada; TBG pressionada pelo Gasbol ocioso	RCM: tarifas da NTS até 35% menores a partir de 2027
Demanda-âncora	Térmicas voláteis; Redata ainda sem gás	LRCAP com ~15 GW a gás; data centers; Fafens
Interiorização	Malha concentrada no litoral; margens estaduais	GNL/GNC em pequena escala, corredores azuis, biometano local
Suprimento externo	Declínio da Bolívia; GNL caro	Vaca Muerta via Bolívia; acesso a terminais (Res. 1.003)

Fonte: Elaboração própria a partir das fontes citadas na apresentação.

Conclusões

1	**Oferta:** Deixou de ser dúvida. Pré-sal em recorde, Raia (2028), SEAP (2030), novas fronteiras, Vaca Muerta e biometano.
2	**Preço:** É a variável-chave. A distância entre ~US$ 2 na boca do poço, ~US$ 6 no leilão e ~US$ 12–14 indexado ao Brent mede o problema.
3	**Demanda:** Está reprimida, não ausente: ~40% de ociosidade na química e Fafens retomadas. Térmicas, data centers e frota pesada podem ser âncoras.
4	**Competitividade:** Gas release, leilões da União, revisão tarifária e acesso a SIE/SIP: a agenda de 2026–27 decide o preço futuro.
5	**Condição:** Previsibilidade regulatória: reduzir a judicialização sem travar investimentos como o SEAP e a malha de transporte.

Fonte: CBIE Analytics; ANP; MME; PPSA; EPE. Elaboração própria.

Visite nossos canais

/cbiebrasil

cbie.com.br

CBIE
CENTRO BRASILEIRO DE INFRAESTRUTURA

Centro Brasileiro de Infraestrutura
Av. Ataulfo de Paiva 1251 / Sala 204
Leblon - Rio de Janeiro - CEP 22.440-034
+55 21 2531-0010

CBIE Advisory
Rua Iguatemi 192 / 6º Andar / Conjunto 62
Itaim Bibi – São Paulo – CEP 01.451-010
+55 11 3165-4777

CBIE ADVISORY

Copyright© CBIE 2026,
nenhuma parte deste documento
poderá ser reproduzida ou transmitida,
sejam quais forem os meios empregados,
sem autorização prévia.

COORDENAÇÃO:

Adriano Pires
(adriano@cbie.com.br)

Bruno Pascon
(bruno@cbie.com.br)

Pedro Rodrigues
(pedro@cbie.com.br)

Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE)
Av. Ataulfo de Paiva 1251 / Sala 204
Leblon - Rio de Janeiro CEP 22.440-034
Telefone/Fax: +55 21 2531-0010
www.cbie.com.br