

2ª EDIÇÃO

BOLETIM TÉCNICO PARA O OBSERVATÓRIO DO GÁS

O SETOR DO GÁS NATURAL NO BRASIL: ACONTECIMENTOS DE MAIO A AGOSTO

Síntese do período

► **Mais recurso produzido, ainda pouca oferta firme:** a recente atualização dos dados da ANP para o ano-base 2025 reforça que o mercado brasileiro de gás natural atravessa uma fase de expansão relevante da base produtiva, mas ainda é marcado por limitações. A produção bruta cresceu 16,7% (65,42 bilhões de m³), mas a oferta interna avançou apenas 8,3% (34,56 bilhões de m³). Ao mesmo tempo, a reinjeção subiu 16,9% (35,59 bilhões de m³), mantendo a razão reinjeção/produção próxima de 54%. Assim, parte substancial do crescimento da produção bruta não se traduz diretamente em gás disponível ao mercado.

► **Acesso à infraestrutura torna-se o eixo do período:** a ANP publicou a Resolução nº 1.003/2026 sobre acesso de terceiros a terminais de GNL e abriu consulta pública de 45 dias sobre acesso a gasodutos de escoamento do pré-sal e a UPGNs, além de instituir comissão especial para apurar o acesso da PPSA à infraestrutura operada pela Petrobras.

► **A abertura comercial ganha densidade:** os consumidores livres passaram de 149 para 180 (+20,8%), os contratos registrados na ANP de 3.395 para 4.267 (+25,7%) e os contratos de capacidade de transporte (POC) de 6.533 para 8.310 (+27,2%). O avanço concentra-se, porém, em instrumentos de curto prazo e flexíveis, o que sinaliza maior transacionalidade do mercado, mas ainda sem o adensamento de contratos longos que ancoraria decisões de investimento.

► **Vigência do Gas release fica para 2027:** a ANP consolidou as respostas ao questionário público com apoio de cerca de 95% dos agentes e preferência por oferta de gás firme. Em 07/08, aprovou a Análise de Impacto Regulatório (AIR) e abriu a consulta pública (45 dias) sobre a minuta, com foco no gás que a Petrobras compra de terceiros; a resolução final é pretendida ainda em 2026 e a vigência, a partir de 2027. O gas release é o principal instrumento pró-concorrência da abertura, mas, sem acesso à infraestrutura de escoamento e processamento, perde eficácia.

► **Nova fórmula da Petrobras:** o preço total médio da Petrobras (entregue às distribuidoras) foi de US\$ 10,58/MMBtu em setembro/2025 (+1,5% no mês; a média de 2025 permanece 4,9% abaixo de 2024). Em junho, a Petrobras adotou banda de preço (teto e piso) atrelada ao Brent, resultando, no reajuste de 01/08, em queda de 0,9% com adesão das distribuidoras (ante alta de ~11,8% sem o mecanismo).

O SETOR DO GÁS NATURAL NO BRASIL: ACONTECIMENTOS DE MAIO A AGOSTO

Síntese do período

► **Harmonização e ciclo tarifário avançam:** o MME apresentou o Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural que visa harmonizar as regras federais e estaduais do setor, com o intuito de unir a União, a ANP e os estados. Em paralelo, a ANP conduziu as consultas do ciclo tarifário das transportadoras para o ciclo 2026–2030: a CP nº 03/2026 (base regulatória de ativos - BRA) e CP nº 11/2026 (focada no método do capital recuperado – RCM para contratos legados, visando modicidade tarifária e a expansão do acesso à infraestrutura).

► **Acesso como alavanca de curto prazo:** a implementação da Resolução nº 1.003/2026 (códigos de conduta em até 90 dias) e o resultado da consulta sobre acesso a gasodutos de escoamento e UPGNs (com resolução esperada para dezembro de 2026) podem converter reinjeção evitável em oferta ao mercado. Trata-se de hipótese condicionada à implementação concreta.

► **Monetização do gás da União:** o CNPE aprovou resolução que reestrutura a política de comercialização do gás da União (alteração da Resolução CNPE nº 15/2018) e autoriza leilões de curto (2026–2030) e longo prazo pela PPSA, com venda direta ao mercado livre e prioridade à indústria de base. Somada à comissão especial da ANP sobre o acesso da PPSA e à comercialização direta prevista na MP 1.304/2025 (convertida na Lei nº 15.269/2025), a medida pode induzir liquidez no mercado spot (curto prazo), desde que resolvidas as condições de acesso à infraestrutura. Segundo o MME, o preço do gás da União poderia recuar de cerca de US\$ 12 para US\$ 5/MMBtu.

► **Preço, câmbio e ciclo tarifário:** a nova fórmula da Petrobras (banda atrelada ao Brent) tende a suavizar o repasse da volatilidade do petróleo ao preço da molécula, enquanto o ciclo tarifário 2026–2030 (WACC e base regulatória de ativos) definirá a previsibilidade da parcela de transporte. O GNL importado permanece exposto à volatilidade internacional.

► **Descarbonização e o papel do biometano:** a Resolução CNPE nº 4/2026 fixa metas de redução de emissões (ICE) com participação do biometano. A capacidade de biometano cresceu 73,9% e a produção 33,8% em 2025, indicando maturação ainda incompleta dos ativos. A agenda alinha-se ao programa Combustível do Futuro (Lei nº 14.993/2024). Nesse âmbito, a ANP regulamentou o Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CJOB, Resolução ANP nº 996/2026), com emissão do 1º CJOB prevista para setembro.



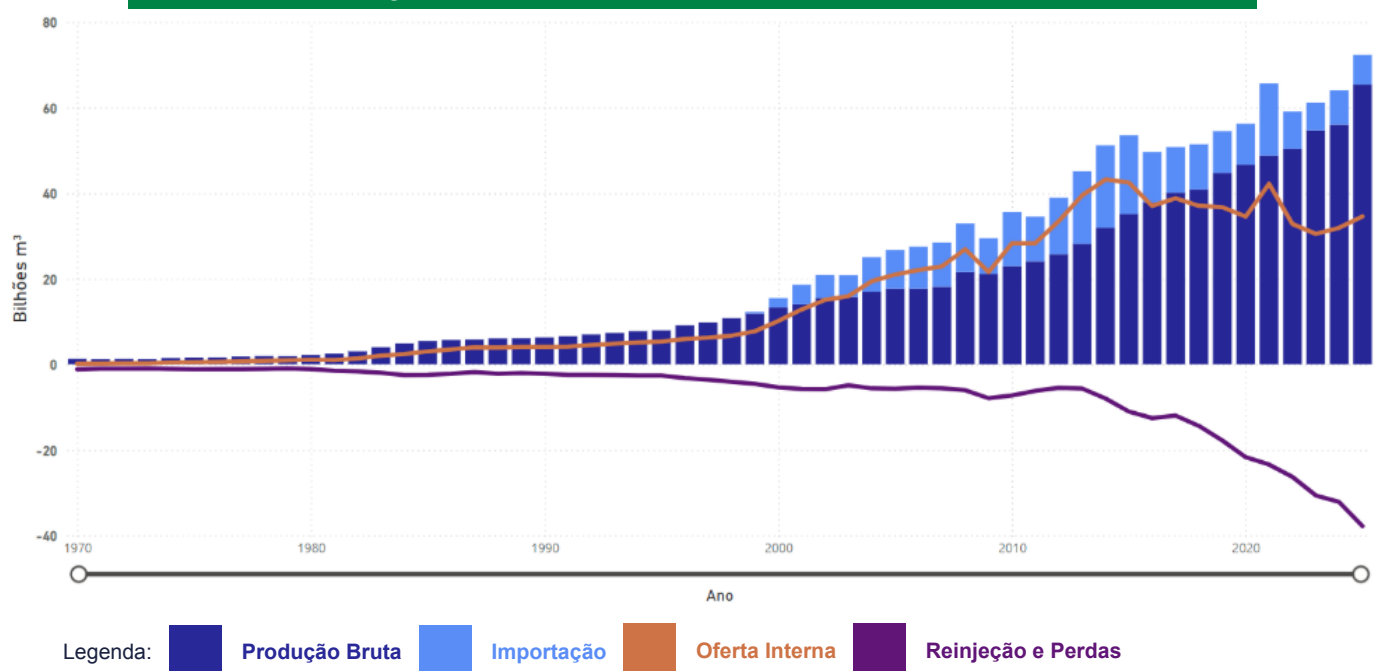
O Observatório do Gás em perspectiva – o setor do gás natural no Brasil

Perspectivas

- **Agosto:** consulta pública do acesso a escoamento e UPGNs aberta em 10/07 por 45 dias; primeiras diligências da comissão especial PPSA-Petrobras (270 dias para instrução, prorrogáveis por 90, coordenação de Maíra Bonafé, superintendente adjunta de Desenvolvimento da Produção); conclusão da consulta do RCM (metodologia da BRA) e da Análise de Impacto Regulatório do *gas release*; reajuste Petrobras-distribuidoras em 01/08; início da vigência dos primeiros contratos do LRCAP (Leilão de Reserva de Capacidade), homologados em 2026.
- **Setembro-Outubro:** vencimento, por volta de 21/09, do prazo de 180 dias do Acórdão TCU 727/2026 para o plano de ação do Portal Eletrônico Único; emissão do 1º CGOB prevista para setembro; consulta pública do *gas release*.
- **Novembro-Dezembro:** publicação prevista da resolução do *gas release* e da segunda norma de acesso (solução de conflitos); primeira versão da Plataforma de Boas Práticas Regulatórias da ABAR; definição do calendário tarifário do transporte condicionada ao desfecho do RCM.
- **Vetores de oferta a monitorar:** perfuração de Raia (Equinor; 16 milhões de m³/dia a partir de 2028), licitação do gasoduto do SEAP (18 milhões de m³/dia a partir de 2030), retomada da UFN 3 como demanda âncora e trajetória das importações da Argentina (17 empresas autorizadas; meta MME de 30 milhões de m³/dia até 2030). Soma-se, como novo vetor de monetização, a regulamentação dos leilões do gás da União pela PPSA (curto e longo prazo), autorizados pela resolução do CNPE.

Gráfico do Período: Oferta

Evolução da Oferta Interna de Gás Natural no Brasil



Fonte: Pezco Economics com dados do Balanço Energético Nacional

Descrição Sintetizada da Oferta

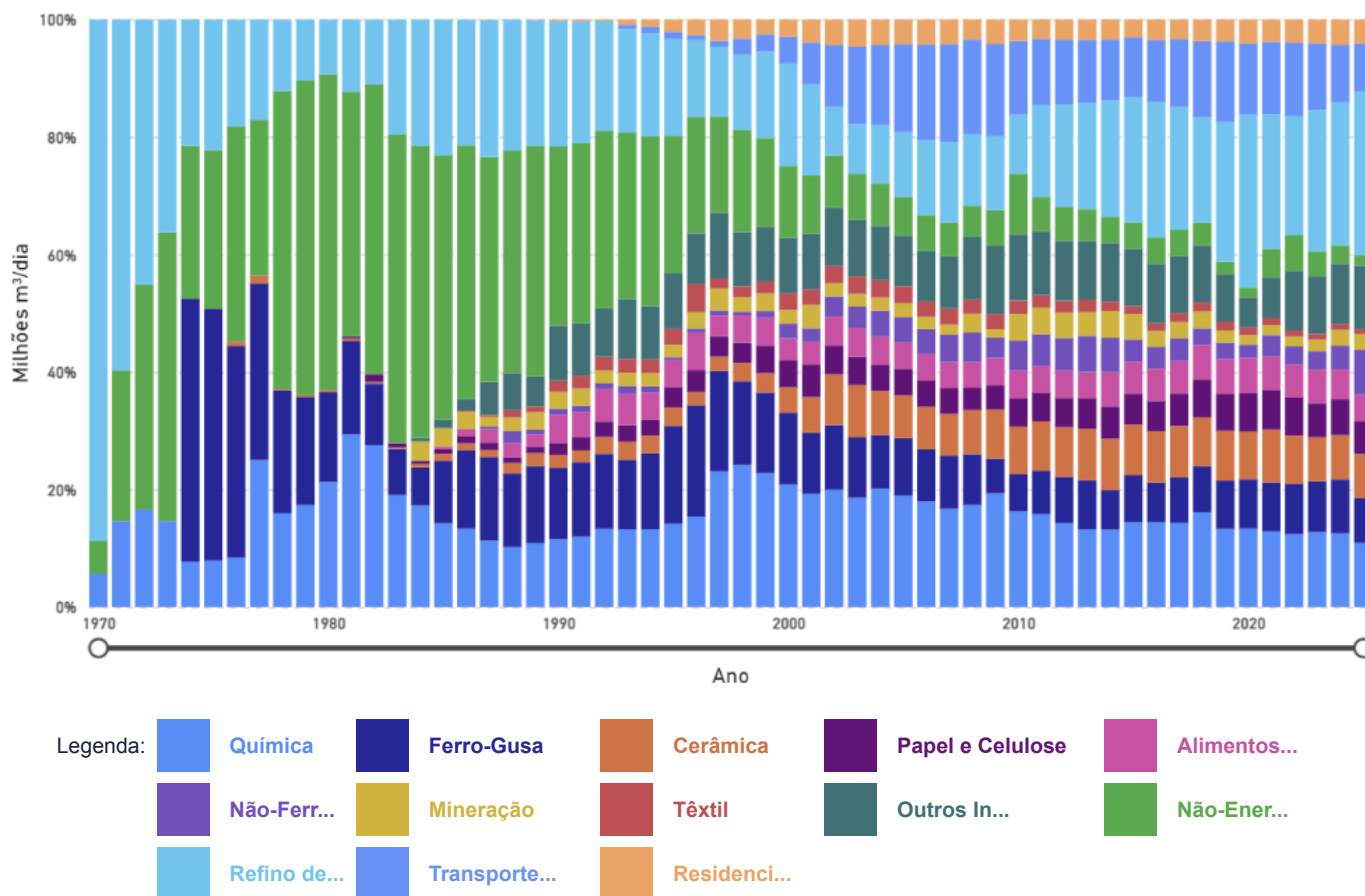
Em 2025, a produção bruta de gás natural cresceu de forma expressiva, mas a expansão não se refletiu integralmente na oferta interna. Enquanto a produção bruta avançou 16,74%, a oferta interna aumentou 8,28%. A diferença é explicada, em grande medida, pelo aumento da reinjeção e perdas, cuja magnitude cresceu 17,52%. A expansão da produção nacional, embora relevante, depende da capacidade de transformar volumes produzidos em gás comercializável e disponível aos consumidores finais. A queda das importações sugere maior substituição por produção doméstica, mas a elevação da reinjeção limita o impacto pleno desse crescimento sobre a oferta ao mercado.

	2024	2025	VAR. %	VAR.
PRODUÇÃO BRUTA	56,04 bi m ³	65,42 bi m ³	16,74%	9,38 bi m ³
IMPORTAÇÃO	8,07 bi m ³	6,97 bi m ³	-13,61%	-1,10 bi m ³
OFERTA INTERNA	31,92 bi m ³	34,56 bi m ³	8,28%	2,64 bi m ³
REINJEÇÃO E PERDAS	-32,19 bi m ³	-37,83 bi m ³	17,52%	-5,64 bi m ³

Fonte: Observatório do Gás Natural/Pezco Economics com dados do EPE/BEM 2026 e ANP/Anuário Estatístico 2026.

Gráfico do Período: Demanda

Evolução da Demanda de Gás Natural Não Termelétrica por Segmento



Fonte: Pezco Economics com dados do Balanço Energético Nacional

Descrição Sintetizada da Demanda

A demanda não termelétrica de gás natural avançou em 2025, mas com composição setorial bastante assimétrica. O crescimento foi liderado por refino de petróleo e por não ferrosos/outras da metalurgia, que compensaram retrações em segmentos industriais tradicionais, como química, ferro-gusa e aço, alimentos e bebidas e têxtil, além da queda no GNV e no uso não energético como matéria-prima. Assim, o resultado agregado positivo não deve ser interpretado como expansão homogênea da base consumidora de gás natural. Ao contrário, a demanda mostrou maior concentração em segmentos específicos, com destaque para usos associados ao refino e à metalurgia.

Descrição Sintetizada do Preço

- ▶ Em setembro de 2025, o preço total médio da Petrobras (entregue às distribuidoras) foi de US\$ 10,58/MMBtu. A pequena alta doméstica contrasta com a acomodação dos referenciais internacionais no mês (NBP -3,3%, TTF -0,9%), reflexo de defasagens e mecanismos contratuais próprios. Persiste ampla dispersão entre fontes: o GNL importado pelo Brasil custou US\$ 17,20/MMBtu FOB, ante US\$ 6,24 do gás boliviano na fronteira e US\$ 2,97 do Henry Hub.
- ▶ Nas importações, 2026 opera a preço médio menor (US\$ 6,78/MMBtu), porém com recomposição recente (abril US\$ 6,18 a maio US\$ 7,88/MMBtu): a importação alivia quantidade, não necessariamente custo unitário. A nova fórmula da Petrobras (banda atrelada ao Brent, de junho/2026) resultou, no reajuste de 01/08, em queda de 0,9% com adesão das distribuidoras (ante alta de ~11,8% sem o mecanismo), e passou a considerar também o Henry Hub. A queda estrutural do preço, contudo, depende menos da conjuntura externa e mais do destravamento do acesso à infraestrutura e da concorrência, o que se conecta às questões relacionadas ao *gas release* e aos leilões do gás da União.

Acontecimentos relevantes no período em análise

ANP publica a primeira resolução de acesso às infraestruturas essenciais e conecta o TRSP (Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito) à malha

O que aconteceu?

A Diretoria da ANP aprovou e publicou a Resolução nº 1.003/2026, que regulamenta o acesso não discriminatório e negociado de terceiros aos terminais de GNL, previsto no art. 28 da Lei nº 14.134/2021. A norma exige códigos de conduta e prática de acesso em até 90 dias, separação contábil das atividades de operação, mecanismos de gestão de congestionamento com oferta de serviços interruptíveis e revisão periódica dos volumes sob preferência do proprietário. Na mesma reunião, a agência autorizou a conexão do TRSP (Edge) à malha da NTS e estendeu a Ação 2.4 (objetivo de regulamentar o acesso de terceiros aos terminais de GNL) da agenda regulatória da ANP para dezembro de 2026, quando deve sair a segunda norma, sobre solução de conflitos.

Por que importa?

O acesso de terceiros era o mais antigo compromisso não cumprido da Nova Lei do Gás, que completou cinco anos. Os terminais de GNL são infraestrutura essencial para a flexibilidade do suprimento e para a entrada de novos importadores. Regras claras de acesso reduzem a assimetria entre o proprietário e os demais agentes e endereçam um dos gargalos da abertura do mercado.

Efeito esperado sobre oferta, demanda e preço

Sobre a oferta, o efeito esperado é de maior contestabilidade no suprimento importado, ampliando a opcionalidade via GNL. Sobre a demanda, o impacto é indireto, via maior segurança de abastecimento. Sobre o preço, a direção esperada é de alívio no médio prazo pela maior concorrência, condicionada à efetiva implementação dos códigos de conduta (prazo da Ação 2.4 da Agenda Regulatória estendido para dezembro de 2026).

Cinco anos depois da Lei do Gás, o acesso às infraestruturas essenciais deixou de ser promessa e virou norma. O teste agora é a operacionalização e o relógio dos códigos de conduta já está correndo.

Acontecimentos relevantes no período em análise

Acesso a gasodutos de escoamento e UPGNs do pré-sal: consulta pública e comissão especial

O que aconteceu?

A ANP aprovou consulta e audiência públicas (45 dias) sobre minuta que regula o acesso não discriminatório de terceiros aos gasodutos de escoamento e às UPGNs do pré-sal, hoje controlados por Petrobras, Shell, Repsol e Galp; a proposta prevê extinção do direito de preferência 30 anos após o início da operação, separação contábil e interconexão. A Diretoria instituiu comissão especial (Portaria Técnica ANP nº 254/2001) para apurar, de ofício, controvérsias e eventuais condutas anticoncorrenciais na negociação de acesso da PPSA à infraestrutura operada pela Petrobras.

Por que importa?

Cinco anos após a promulgação da Nova Lei do Gás, entra em consulta pública a regulação que ataca o núcleo econômico da não competitividade do gás nacional: o custo do acesso aos sistemas integrados de escoamento (SIE) e processamento (SIP), controlados pela Petrobras. Essa minuta trata da infraestrutura pela qual passa a maior parte do gás produzido no pré-sal e capaz de destravar o leilão do gás da União, que se arrasta desde 2023. A extinção da preferência aos 30 anos e a reavaliação dos contratos legados são as inovações de maior impacto econômico.

Efeito esperado sobre oferta, demanda e preço

Sobre a oferta, a queda de até 80% nos custos de acesso projetada pela EPE altera o cálculo econômico entre reinjeção e comercialização e viabiliza economicamente o leilão do gás da União. Sobre o preço, a redução dos custos de acesso incide diretamente sobre o preço da molécula ao consumidor industrial. O horizonte, contudo, é de médio prazo, e os efeitos práticos só se materializam ao longo de 2027, condicionados à efetividade das bases de ativos e das receitas de referência.

A sociedade decidirá junto com a ANP se a molécula do pré-sal chega à indústria pelo caminho que a Lei do Gás desenhou há cinco anos.

Acontecimentos relevantes no período em análise

CNPE reestrutura a comercialização do gás natural da União e autoriza leilões pela PPSA

O que aconteceu?

O CNPE aprovou resolução que atualiza e reestrutura a política de comercialização do gás natural da União, alterando a Resolução CNPE nº 15/2018. A norma disciplina a comercialização do gás da União pela Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e prevê leilões de curto (2026–2030) e longo prazo (a partir de 2030), permitindo a venda direta ao mercado livre com prioridade à indústria de base – química, petroquímica, fertilizantes e siderúrgica, em conformidade com a Lei nº 14.134/2021.

Por que importa?

É o desfecho que a regulação de acesso vinha buscando destravar: o gás da União, cuja monetização se arrasta desde 2023, ganha destinação de política pública e um canal de comercialização competitivo, no âmbito do Programa Gás para Empregar. Segundo o MME, o insumo hoje vendido pela Petrobras a cerca de US\$ 12/MMBtu poderia chegar à indústria a cerca de US\$ 5/MMBtu, redução superior a 50%. O efeito é condicionado à regulação do acesso não discriminatório ao escoamento e ao processamento operados pela Petrobras, ainda em curso na ANP.

Efeito esperado sobre oferta, demanda e preço

Sobre a oferta, amplia o volume disponível ao mercado livre e cria referência de preço pública via leilões da PPSA. Sobre a demanda, direciona molécula competitiva à indústria intensiva. Sobre o preço, a estimativa oficial (MME) é de redução superior a 50% para o gás da União; estudos da EPE, somados às medidas da ANP no âmbito do Gás para Empregar, projetam 436 mil empregos (diretos e indiretos), cerca de R\$ 95 bilhões em investimentos, acréscimo de R\$ 79 bilhões no PIB e R\$ 9,3 bilhões em arrecadação federal. Os efeitos materializam-se apenas com o acesso à infraestrutura resolvido.

O gás que se arrastava desde 2023 ganhou leiloeiro: a PPSA passa a vender o gás da União, mas o desconto de mais de 50% ainda depende de a molécula encontrar caminho no escoamento e no processamento.

Acontecimentos relevantes no período em análise

Gas release: cronograma para consulta pública e vigência em 2027

O que aconteceu?

A ANP divulgou em junho a análise das respostas ao questionário sobre o Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural. O apoio agregado alcançou 95%. O desenho preferido combina gás firme (97%), contratos de um ano (70%), redução do *take-or-pay* (86%) e flexibilidade mensal (76%), com *capacity release* como mecanismo complementar (78%). O acesso às instalações essenciais foi apontado por 70% como principal barreira. O *gas release* obrigaria o agente dominante (Petrobras) a ofertar parte do gás que controla a outros agentes. Em 07/08, a ANP aprovou o relatório da AIR e a abertura de consulta pública. A resolução final é pretendida ainda em 2026 com vigência a partir de 2027.

Por que importa?

O *gas release* é um dos principais instrumentos pró-concorrência da agenda de abertura, ao ampliar a disponibilidade de molécula para novos comercializadores e consumidores livres.

Efeito esperado sobre oferta, demanda e preço

Sobre a oferta, o efeito esperado é de maior liquidez e diversificação de supridores, porém apenas a partir de 2027. Sobre a demanda, o impacto é indireto, via ampliação do mercado livre. Sobre o preço, o efeito esperado é de criação de referências públicas via leilões, reduzindo a assimetria de informação na comercialização. Sem o destravamento do acesso, a transferência de volumes não se converte em concorrência efetiva.

Com o apoio de 95%, preferência por gás firme e um alerta que, sem acesso à infraestrutura, *gas release* é molécula sem caminho.

Acontecimentos relevantes no período em análise

MDIC lança a Agenda Brasil Mais Competitivo com cinco projetos dedicados ao gás

O que aconteceu?

No final de junho, o MDIC lançou a Agenda Brasil Mais Competitivo com uma carteira de 24 projetos prioritários coordenados pela Secretaria de Competitividade e Política Regulatória, com impacto potencial estimado em R\$ 341 bilhões por ano. Dos 24 projetos, 5 tratam diretamente do gás natural: simplificação tributária do transporte, harmonização regulatória, regulamentação da Nova Lei do Gás (gas release e acesso), produção *onshore* em campos maduros e regulamentação da reinjeção, com redução de custos estimada em R\$ 23 bilhões para o bloco.

Por que importa?

A carteira converte a agenda do gás em prioridade formal de política de competitividade do Estado, além de criar um canal institucional de articulação entre os diferentes atores do setor.

Efeito esperado sobre oferta, demanda e preço

O efeito institucional é de médio prazo, uma vez que a carteira não tem poder normativo próprio, mas organiza a demanda política pelas regulamentações em curso na ANP e no CNPE e adiciona a dimensão tributária.

Pela primeira vez, tributação, harmonização e regulamentação do gás aparecem juntas em uma mesma carteira federal de competitividade com número de R\$ 23 bilhões.

Acontecimentos relevantes no período em análise

Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural

O que aconteceu?

O MME apresentou os documentos do Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural, mecanismo de coordenação cooperativa entre União, estados e agências reguladoras para harmonização regulatória e tributária, previsto na Lei nº 14.134/2021 e no Decreto nº 10.712/2021. O ministério passou a circular minutas de acordos de cooperação técnica, com assinatura dos primeiros pactos prevista a partir de 2026, sem transferência de competências nem afastamento da autonomia regulatória estadual.

Por que importa?

A fragmentação entre regras federais e estaduais é um dos principais obstáculos à formação de um mercado integrado. Temas como consumidor livre, acesso de terceiros e interoperabilidade entre infraestruturas dependem de convergência entre as esferas para reduzir custos e insegurança jurídica.

Efeito esperado sobre oferta, demanda e preço

Sobre a oferta, o efeito esperado é indireto, via ambiente regulatório mais previsível e atração de investimento. Sobre a demanda, pode facilitar a migração ao mercado livre. Sobre o preço, a direção esperada é de redução no médio prazo pela maior competição, efeito gradual e dependente da adesão dos estados.

Ressalva: a adesão é voluntária e ainda incipiente. Na 1ª rodada, quatro agências (Agrese/SE, Agems/MS, ARSP/ES e Agenera/RJ) e a ANP assinaram acordos de cooperação; diversos estados ainda avaliam aderir, ponderando riscos jurídicos de invasão de competências.

A harmonização regulatória deixa de ser diagnóstico e passa a instrumento e o teste será a adesão efetiva dos estados e a conversão das minutas em pactos assinados.

Acontecimentos relevantes no período em análise

Ciclo tarifário de transporte 2026–2030: consultas públicas nº 03/2026 e nº 11/2026

O que aconteceu?

A ANP conduziu as etapas do ciclo tarifário 2026–2030. A CP nº 03/2026, sobre a valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA), investimentos e custos das transportadoras, foi encerrada em 03/04; A CP nº 11/2026 tratou do método do capital recuperado para os ativos legados de NTS e TAG. O ciclo dá sequência à Resolução ANP nº 991/2026, que consolidou a metodologia *entry-exit*/CWD e a conta regulatória.

Por que importa?

Os parâmetros de WACC, BRA e capital recuperado definem a Receita Máxima Permitida (RMP) e, conseqüentemente, a trajetória futura das tarifas.

Efeito esperado sobre oferta, demanda e preço

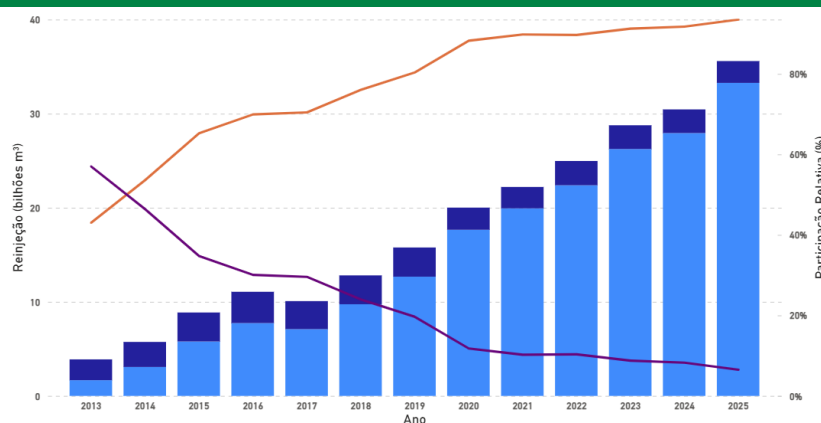
Sobre o preço, o efeito é mediado: define a remuneração do transporte, componente do custo do gás, favorecendo previsibilidade em vez de queda imediata. Sobre a oferta, o efeito é indireto, via sinalização para investimento em infraestrutura. Sobre a demanda, o impacto é indireto, conforme o repasse ao custo final ao consumidor.

Acontecimentos relevantes no período em análise por seção temática do Observatório

Oferta e Demanda

A reinjeção segue como principal limitante da oferta líquida: 35,59 bilhões de m³ em 2025 (+16,9%), com razão reinjeção/produção próxima de 54%, enquanto a oferta interna cresceu apenas 8,3% frente a uma produção bruta de +16,7%. A demanda não termelétrica avançou de forma concentrada (refino +23,9%; metalurgia não ferrosos +103,8%) e a demanda mensal segue sensível ao despacho térmico (geração elétrica -18,3% em set/2025).

Evolução da Reinjeção de Gás Natural no Brasil



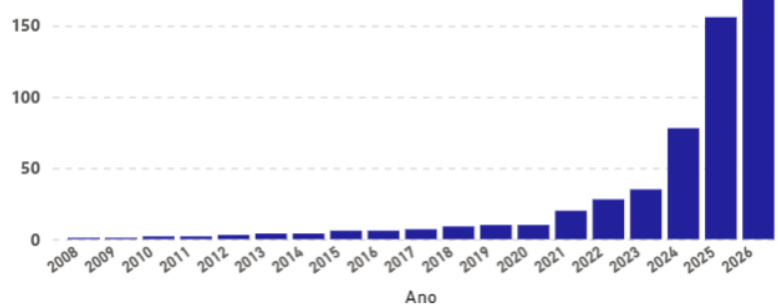
Legenda: Mar Terra Mar (%) Terra (%)

Fonte: Pezco Economics com dados da ANP (Anuário Estatístico).

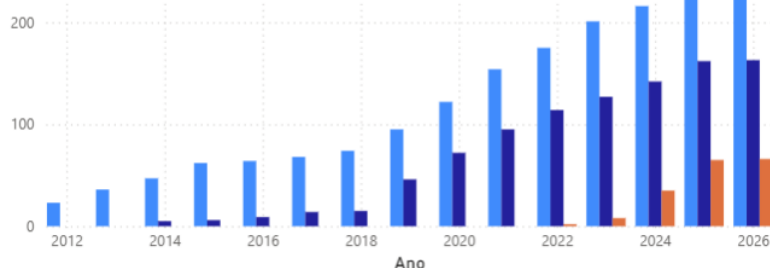
Abertura do mercado

A abertura do mercado ganhou densidade com aumento no número de consumidores livres de 149 para 180 (+20,8%), contratos registrados de 3.395 para 4.267 (+25,7%) e contratos de capacidade de transporte (POC) de 6.533 para 8.310 (+27,2%). O crescimento é liderado por comercializadores e por instrumentos de curto prazo e flexíveis, sinal de maior transacionalidade, ainda sem predomínio de contratos longos.

Número Acumulado de Consumidores Livres



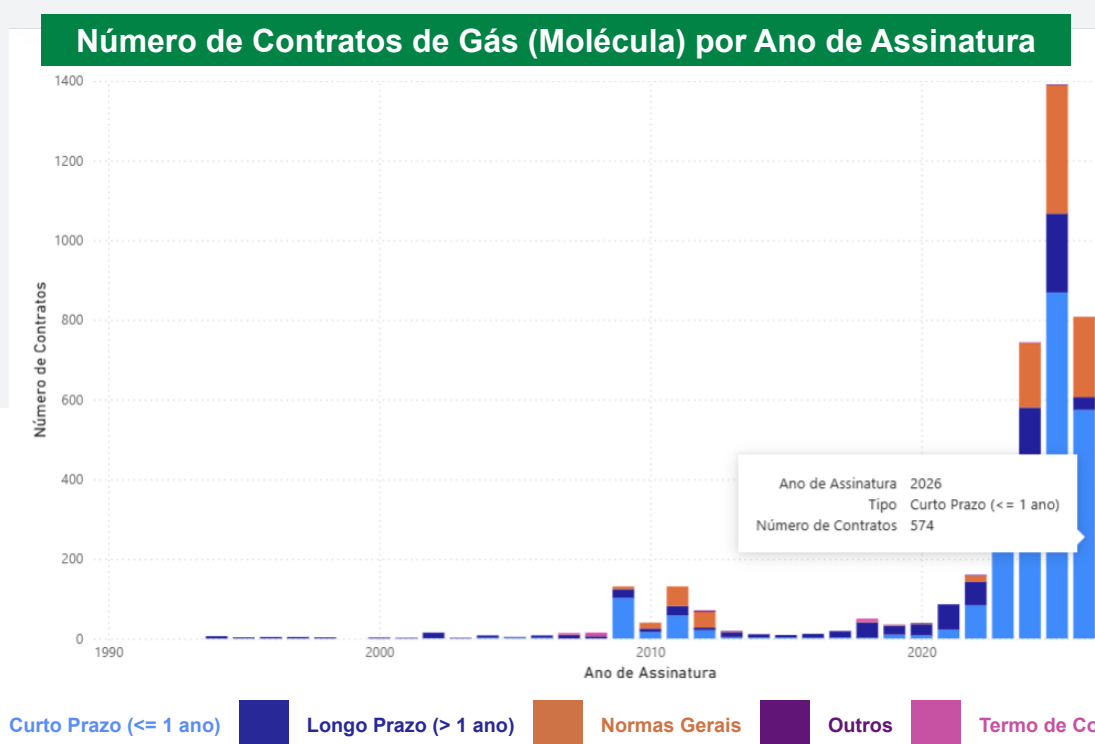
Número de Agentes Autorizados Acumulado no Ano



Legenda: Comercialização Carregamento Importação

Fonte: Pezco Economics com dados da ANP e Relatório Trimestral CMGN Nº 14.

Comercialização



A expansão de contratos concentra-se em curto prazo (2.505; +30,5%) e na modalidade flexível (2.062; +32,4%), com os comercializadores respondendo pela maior parcela do aumento (+468 contratos). A transparência de preços permanece como gargalo: a predominância de contratos flexíveis e de normas gerais dificulta a formação de um preço de referência claro para o mercado livre.

Escoamento & Processamento

A Resolução nº 1.003/2026 (terminais de GNL) e a consulta pública sobre gasodutos de escoamento e UPGNs do pré-sal buscam converter reinjeção evitável em oferta. A capacidade dos polos chegou a 121,86 milhões de m³/dia (+11,1%) e o gás seco a 54,75 milhões de m³/dia (+19,8%), puxados pelo Complexo Boaventura, mas o processamento efetivo ainda corresponde a cerca de metade da capacidade instalada.

Polo de Processamento	Capacidade (mil m³/d)	Gás Natural Processado (mil m³/d)	Gás Seco (mil m³/d)	Etano (mil m³/d)	CLP (m³/d)	C5+ (m³/d)
Urucu	13.910	12.615	11.885	-	1.839	435
Lubnor	350	-	-	-	-	-
3R Potiguar	5.700	879	774	-	271	84
Origem Energia	1.800	1.451	1.402	-	222	80
Alvopetro	500	397	387	-	-	-
Petrorecôncavo	400	155	143	-	-	-
Catu	2.000	1.771	1.505	-	-	-
Estação Vandemir Ferreira	6.000	903	878	-	-	13
Cacimbas	18.100	3.555	3.191	-	915	248
Sul Capixaba	2.500	-	-	-	-	-
Cabiúnas	24.600	19.239	16.090	-	1.562	467
Complexo Boaventura	21.000	10.058	8.829	-	2.777	272
Reduc	5.000	-	-	731	1.883	612
Caraguatatuba	20.000	10.267	9.662	-	1.850	630
Total	121.860	61.291	54.746	731	11.318	2.840

Transporte

O ciclo tarifário 2026–2030 avançou com a CP nº 03/2026 e a CP nº 11/2026. O regime de *revenue cap* e os contratos *ship or pay* reduzem a exposição ao risco de volume.

Distribuição

A baixa capilaridade da rede canalizada, concentrada no litoral e em regiões metropolitanas, ainda limita o acesso no interior industrializado. O biometano avança nesses mercados por soluções off-grid (GNC): capacidade +73,9% e produção +33,8% em 2025, mas a produção cresce abaixo da capacidade. Persistem assimetrias regionais (HHI de 10.000 no Norte contra 1.931 no Nordeste).

Regulação

A agenda regulatória concentrou-se em acesso a infraestruturas (Resolução nº 1.003/2026 e CP), harmonização regulatória (Pacto Nacional do Mercado de Gás) e *gas release* (consulta prevista para out–nov/2026, vigência em 2027). Persiste o debate sobre eventual limite à reinjeção no âmbito do Gás para Empregar, a ser tratado com atenção à previsibilidade regulatória e aos planos de desenvolvimento dos campos. O CNPE reestruturou a política de comercialização do gás da União (alteração da Resolução CNPE nº 15/2018), autorizando leilões de curto e longo prazo pela PPSA, marco que conecta a agenda de acesso à monetização do insumo.

Tabelas em Destaque

Indicadores de Oferta

Oferta Nacional de Gás Natural			
Indicador	2024	2025	Variação %
Produção bruta ¹	56,04 bi m³	65,42 bi m³	16,74%
Reinjeção ²	30,45 bi m³	35,59 bi m³	16,90%
Oferta interna ¹	31,92 bi m³	34,56 bi m³	8,28%
Importações ¹	8,07 bi m³	6,97 bi m³	-13,61%
Capacidade de processamento ²	109,65 mi m³/dia	121,86 mi m³/dia	11,14%
Gás natural processado ²	50,25 mi m³/dia	61,29 mi m³/dia	21,98%

Fonte: Observatório do Gás Natural/Pezco Economics com dados da ¹ EPE/BEN 2026 e ² ANP/Anuário Estatístico 2026.

Balanço Nacional de Gás Natural Milhões de m³/dia					
INDICADOR	2024 T3	2025 T2	2025 T3	Var. % QoQ	Var. % YoY trimestral
Nacional	50,22	53,74	62,16	15,66%	23,76%
Bolívia	13,66	12,02	11,12	-7,47%	-18,61%
GNL	11,59	3,69	7,75	109,86%	-33,13%
Perdas e Ajustes	2,86	5,72	1,66	-70,90%	-41,74%
Demanda sem Térmica	51,42	52,46	51,74	-1,39%	0,62%
Demanda com Térmica (acrescida)	75,48	69,45	81,03	16,67%	7,36%

Fonte: Observatório do Gás Natural/Pezco Economics com dados do MME/Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.

Agentes Autorizados e Ativos					
Indicador	2025 T1	2025 T4	2026 T1	Var. % QoQ	Var. % YoY trimestral
Agentes Autorizados	148	162	163	0,62%	-9,20%
Agentes Ativos	45	42	55	30,95%	-18,18%

Fonte: Observatório do Gás Natural/Pezco Economics com dados da ANP.

Tabelas em Destaque

Indicadores de Demanda

Demanda não termelétrica de gás natural por segmento — 2024–2025
Milhões de m³/dia, salvo indicação contrária

Segmento	2024	2025	Variação %	Var. da participação
Refino de petróleo	11,06	13,71	23,94%	+3,52 p.p.
Não ferrosos e outros da metalurgia	1,85	3,76	103,82%	+3,59 p.p.
Outros usos industriais	4,63	5,3	14,32%	+0,57 p.p.
Cerâmica	3,46	3,67	6,07%	-0,15 p.p.
Química	5,7	5,36	-5,86%	-1,63 p.p.
Ferro-gusa e aço	4,16	3,79	-8,86%	-1,45 p.p.
Transportes/GNV	4,47	4,05	-9,34%	-1,60 p.p.
Uso não energético — matéria-prima	1,44	0,88	-38,63%	-1,37 p.p.

Fonte: EPE, Balanço Energético Nacional 2026 — ano-base 2025.

Demanda de gás natural por segmento — agosto e setembro de 2025
Milhões de m³/dia

Segmento	Média 2024	Média 2025	ago/2025	set/2025	Var. % MoM	Var. % YTD	Var. % 12M	Média 2026 vs. Média 2025
Industrial	39,00	40,22	40,60	40,81	0,5%	9,1%	5,3%	3,1%
Automotivo (GNV)	4,57	4,07	3,93	3,97	1,0%	-16,2%	-10,1%	-11,0%
Residencial	1,46	1,57	1,89	1,77	-6,3%	27,1%	5,0%	7,9%
Comercial	0,90	0,90	0,93	0,93	0,0%	1,0%	-1,0%	0,6%
Geração Elétrica	18,28	20,15	31,81	25,99	-18,3%	23,3%	-22,3%	10,2%
Cogeração	1,32	1,24	1,25	1,36	8,8%	4,3%	13,6%	-6,2%
Outros (inclui GNC)	0,64	0,79	0,90	1,10	21,5%	67,0%	78,2%	25,2%

Fonte: Observatório do Gás Natural/Pezco Economics com dados do MME/Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.

Demanda Média das Distribuidoras (incluindo térmicas) por Região
Milhões de m³/dia

Região	Média 2024	Média 2025	ago/2025	set/2025	Var. % MoM	Var. % YTD	Var. % 12M	Média 2026 vs. Média 2025
Centro-Oeste	0,71	0,60	0,94	0,77	-18,4%	59,4%	-62,1%	-15,4%
Nordeste	13,00	12,67	16,53	15,90	-3,8%	12,1%	-6,9%	-2,6%
Norte	8,84	7,56	8,20	7,71	-6,0%	-35,4%	37,2%	-14,6%
Sudeste	28,89	27,81	30,42	28,71	-5,6%	7,6%	-18,3%	-3,8%
Sul	4,46	4,57	3,98	4,81	20,8%	15,2%	11,1%	2,5%
Brasil	55,91	53,20	60,07	57,89	-3,6%	0,8%	-9,8%	-4,8%

Fonte: Observatório do Gás Natural/Pezco Economics com dados do MME/Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural.

Tabelas em Destaque

Indicadores de Preço

Preços domésticos e referências internacionais de gás natural USD/MMBtu, salvo indicação contrária

Referência	Média 2024	Média 2025	ago/2025	set/2025	Var. % MoM	Var. % YTD	Var. % 12M	Média 2025 vs. Média 2024
Petrobras — total	11,60	11,03	10,43	10,58	1,48%	0,62%	-9,43%	-4,87%
Petrobras — Novo Mercado de Gás (2022-25)	11,19	10,77	10,29	10,45	1,49%	2,27%	-5,80%	-3,80%
Petrobras — Novo Mercado de Gás (2023-32)	12,06	11,54	10,98	11,14	1,48%	2,20%	-8,32%	-4,35%
Petrobras — Novo Mercado de Gás (2023-34)	10,82	10,38	9,80	9,94	1,48%	1,32%	-9,14%	-4,02%
Petrobras — Novo Mercado de Gás (2024-28)	12,68	12,12	11,38	11,55	1,48%	0,58%	-9,79%	-4,45%
Petrobras — Novo Mercado de Gás (2024-30)	11,79	11,22	10,63	10,79	1,49%	1,10%	-9,35%	-4,80%
Petrobras — Novo Mercado de Gás (2024-32)	11,82	11,35	10,69	10,84	1,48%	1,06%	-9,35%	-3,94%
Petrobras — Novo Mercado de Gás (2024-34)	10,82	10,39	9,80	9,94	1,48%	1,32%	-9,14%	-3,97%
Petrobras — Novo Mercado de Gás (2025-32)		11,13	10,49	10,65	1,49%			
Petrobras — Novo Mercado de Gás (2025-34)		10,38	9,80	9,94	1,48%			
Industrial até 50 mil m³/d (R\$/m³, com tributos)	3,68	3,77	3,65	3,77	3,29%	2,72%	0,27%	2,58%
Gás russo na fronteira da Alemanha	10,96	12,53	11,15	11,12	-0,3%	-19,8%	-5,6%	14,3%
Gás boliviano na fronteira com Brasil	6,68	6,42	6,13	6,24	1,8%	-6,0%	-6,7%	-3,9%
NBP	10,79	12,10	11,07	10,70	-3,3%	-26,7%	-7,6%	12,1%
Henry Hub	2,19	3,45	2,91	2,97	2,1%	-1,3%	30,3%	57,5%
TTF	10,82	12,54	11,09	10,99	-0,9%	-18,8%	-6,7%	16,0%
Petróleo Brent	14,35	12,61	12,09	12,11	0,2%	-8,0%	-8,2%	-12,1%
Petróleo WTI	13,60	12,01	11,56	11,40	-1,4%	-8,7%	-8,9%	-11,7%
GNL da Indonésia no Japão	12,84	12,32	11,79	11,47	-2,7%	-9,3%	-11,6%	-4,1%

Fonte: Observatório do Gás Natural/Pezco Economics com dados do MME/Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural referente a set/25 publicado em jul/26.

Nota: A tabela apresenta uma fotografia estatística do setor e reúne, num mesmo momento, os preços de referência disponíveis ao longo da cadeia do gás natural e nos principais mercados internacionais. Todos os valores foram extraídos diretamente do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME; as médias anuais e as variações percentuais são cálculo próprio a partir dessas séries. Como o boletim reúne elos diferentes da cadeia, as linhas só são comparáveis dentro de cada grupo. Os preços da Petrobras são preços contratuais do Novo Mercado de Gás na entrada da distribuidora (*city gate*), incluindo molécula e transporte e isentos de tributos. A linha "Petrobras – total" é média simples dos contratos, e o conjunto não representa o preço médio do gás no Brasil, pois exclui outros supridores e vendas a consumidores livres. O preço industrial até 50 mil m³/d é o preço na ponta oposta, cobrado ao consumidor final, e já contém margem de distribuição e tributos (ICMS, PIS/Cofins). NBP, Henry Hub e TTF são preços no hub, sem transporte e sem tributos, comparáveis apenas à parcela molécula; o gás boliviano é molécula na fronteira; o GNL da Indonésia no Japão é preço de importação CIF. As linhas "gás russo vendido na Europa" e "gás russo na fronteira da Alemanha", que o boletim emprega alternadamente, correspondem à mesma série (referência europeia de gás natural do Banco Mundial, hoje apurada pelo TTF); o rótulo alusivo ao gás russo é legado de quando a série media o preço médio de importação europeu e não deve ser lido como preço corrente de gás russo na Alemanha. Brent e WTI, publicados pelo MME servem de referência de indexação.

Encaminhamentos por eixo temático – acompanhamento entre edições

Eixo Prioritário	Status no Período	O que acompanhar (próxima edição)
Acesso à infraestrutura	Avançou	Códigos de conduta dos terminais (90 dias); resolução da CP de gasodutos de escoamento e UPGNs (esperada dez/2026); desfecho da comissão especial PPSA×Petrobras. Regulamentação e cronograma dos leilões do gás da União pela PPSA (resolução do CNPE de 30/07).
Reinjeção	Parcial	Razão reinjeção/produção (~54%); utilização de UPGNs e do Complexo Boaventura/Itaboraí; debate sobre limite à reinjeção no Gás para Empregar.
Gas Release	Avançou	Aprovação do relatório da AIR e abertura de consulta pública. A resolução final é pretendida ainda em 2026 com vigência a partir de 2027.
Demanda	Avançou	Migração ao mercado livre (consumidores livres 149 para 180); adesão à nova fórmula da Petrobras e reajuste de 01/08; competitividade industrial.
Harmonização Regulatória	Parcial	Adesão ao Pacto ainda incipiente. Na 1ª rodada quatro agências (Agrese/SE, Agems/MS, ARSP/ES e Agenera/RJ) aderiram ao Pacto e a ANP; RMP e propostas tarifárias 2026–2030.

Considerações Finais e Perspectivas

Principais acompanhamentos para a próxima edição

- ▶ Encerramento da consulta pública da ANP sobre acesso a gasodutos de escoamento e UPGNs (CP nº 13/2026 com contribuições até 14/09 e audiência pública em 01/10) e códigos de conduta dos terminais de GNL (até 90 dias, Resolução nº 1.003/2026); resolução final esperada para dezembro de 2026.
- ▶ Instrução da comissão especial da ANP sobre o acesso da PPSA à infraestrutura operada pela Petrobras.
- ▶ Regulamentação e cronograma dos leilões de curto (2026–2030) e longo prazo do gás natural da União pela PPSA, na esteira da resolução do CNPE de 30/07/2026, condicionados à regulação de acesso ao escoamento e ao processamento. Pré-edital previsto para setembro; leilão no 4º trimestre (~1 mi m³/dia para 2027), com a PPSA ofertando o gás na saída das UPGNs.
- ▶ Encerramento da consulta pública do gas release aberta, precedida da aprovação da Análise de Impacto Regulatório (AIR); resolução final pretendida para 2026 e vigência a partir de 2027.
- ▶ Adesão ao Pacto de harmonização regulatória. Definição da RMP e das propostas do ciclo tarifário 2026–2030.

PEZCO ECONOMICS Estudos Econômicos

Contato:

economics@pezco.com.br

+55 (11) 3582 5509

Rua Bela Cintra, 1200, 1º andar, Cerqueira César, São Paulo, SP

Este relatório foi preparado e publicado pela equipe de sócios e consultores da Pezco Consultoria, Editora e Desenvolvimento Ltda (“Pezco Economics”) para seu cliente e associados. Este documento tem como objetivo servir de base para a discussão de elementos do Observatório do Gás, através da compilação de informações e exposição de análises e de pontos de vista. Foram tomados os melhores cuidados com a confiabilidade das informações e de suas fontes, mas não é possível garantir a exatidão delas ou das análises realizadas sobre elas. Este documento não se destina a oferecer ou solicitar compra ou venda de quaisquer bens ou serviços. A Pezco Economics e os profissionais que participaram deste relatório não se responsabilizam por decisões tomadas com base neste. Tanto a Pezco Economics quanto seus sócios e consultores que figuram neste relatório podem manter posições em ativos mencionados neste documento, bem como podem estar participando ou ter participado de projetos de consultoria/assessoria relacionados a organizações aqui mencionadas – nesse caso, as análises resultantes desconsideram as informações não públicas e protegidas por acordos de confidencialidade.

Boletim Técnico para o Observatório do Gás

Setembro de 2026 2ª EDIÇÃO