

Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural (*Gas Release*)

Ação Regulatória nº 2.7 (AR 2025-2026)

Processo: 48610.210027/2025-13

Diretor Pietro Mendes

Reunião de Diretoria nº 1.188

7 de agosto de 2026

O dispositivo legal que fundamenta o Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural (Gas Release)

Art.

33

Lei nº 14.134/2021

Caberá à ANP acompanhar o funcionamento do mercado de gás natural e adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade e de redução da concentração na oferta de gás natural com vistas a prevenir condições de mercado favoráveis à prática de infrações contra a ordem econômica.

§ 1º Os mecanismos de que trata o caput deste artigo poderão incluir:

I – medidas de desconcentração de oferta e de cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento;

II – programa de venda de gás natural por meio do qual comercializadores que detenham elevada participação no mercado sejam obrigados a vender, por meio de leilões, parte dos volumes de que são titulares com preço mínimo inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP; e ← fundamento do Gas Release

III – restrições à venda de gás natural entre produtores nas áreas de produção, ressalvadas situações de ordem técnica ou operacional que possam comprometer a produção de petróleo.

§ 2º A ANP deverá ouvir o órgão competente do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) previamente à aplicação das medidas de que trata o § 1º deste artigo.

Requisitos legais e processuais: *todos cumpridos*



✓	Base legal	Art. 33, §1º, II, Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás) – 08/04/2021
✓	Diagnóstico técnico	NT 2/2023 (SDC+SIM) – 27/04/2023
✓	Inclusão na Agenda Regulatória	Decisão de Diretoria ANP nº 326/2025 - 29/05/2025
✓	Diagnóstico técnico atualizado	NT 84/2026/SDC/ANP-RJ – 24/07/2026
✓	Estudos preliminares	NT 85/2026/SDC/ANP-RJ — consulta a 37 agentes de mercado e 7 autoridades estrangeiras
✓	Análise de Impacto Regulatório	RAIR nº 1/2026/SDC/ANP-RJ
✓	Qualidade regulatória	Parecer nº 30/2026/SGE-CQR/SGE/ANP-RJ — ajustes redacionais integralmente acatados
✓	Exame de legalidade	Parecer nº 00219/2026/PFANP/PGF/AGU — viabilidade jurídica confirmada; recomendações acatadas
✓	Participação social	Pronto para consulta pública de 45 dias (Lei 13.848/2019; Res. ANP 846/2021) seguida de audiência pública

O processo está integralmente instruído; a deliberação de hoje autoriza a abertura de consulta pública, com posterior audiência pública, antes de qualquer decisão final sobre o desenho definitivo do Programa.

Não é apenas “trocar o gás de mãos”: é criar concorrência efetiva no atacado, ampliar liquidez e disciplinar a formação de preços.

HHI $\approx$ 3.747

mercado atacadista não
termelétrico

< 2.500

mercado
moderadamente
concentrado

POR QUE O GAS RELEASE IMPORTA

- O problema não é só a oferta de gás.
- É a capacidade de novos ofertantes disputarem clientes, acessarem molécula e infraestrutura e formarem preço de modo transparente.
 - reduz poder de mercado
 - aumenta liquidez e transparência na formação de preço
 - estimula disputa por contratos e condições comerciais

1. Disponibilizar volumes

Leilões com lotes, prazos e pontos de entrega definidos



2. Multiplicar ofertantes

Mais agentes com gás para contratar e negociar



3. Aumentar contestabilidade

Clientes com alternativas reais; **preço sob pressão competitiva**

**Aumentar oferta ajuda;
aumentar concorrência disciplina preço.**

Petrobras segue com participação relevante no mercado; o *gas release* moderado pode reduzir o HHI para abaixo de 2.500 sem usar a produção própria da Petrobras. Consulta setorial: 95% avaliaram o *gas release* como fundamental ou importante.

Cinco pontos

1

*"A desconcentração
orgânica
já ocorreu"*

2

*"O Programa é
intervencionista e
prejudica investimentos"*

3

*"É ineficaz para
reduzir preços"*

4

*"O modelo internacional
não se aplica ao
contexto nacional"*

5

*"Exportação de gás
como GNL"*

Ponto 1: “a desconcentração orgânica já ocorreu”

O ARGUMENTO

A participação do agente dominante na comercialização caiu de 100% para 56% em menos de cinco anos; hoje 31 outros agentes comercializam gás, com mais de 180 contratos firmados por terceiros — o mercado já estaria se abrindo sozinho.

A RESPOSTA

Contagem de agentes não é o mesmo que estrutura de mercado. No recorte regulatório relevante — atacado não termelétrico, malha integrada — o HHI está em 3.747 e o agente dominante responde por ~59% da comercialização: mercado altamente concentrado por qualquer critério de defesa da concorrência.

O QUE OS DADOS DE COMERCIALIZAÇÃO MOSTRAM (painel ANP, abr/2026)

Elo UP → MID (Petrobras)

Compra a US\$ 3,8 e vende a US\$ 12,4/MMBtu

3,3x (+US\$ 8,6/MMBtu)

O spread compra-venda no elo UP→MID é compatível com o exercício de poder de mercado nesse segmento e é isso que o *Gas Release* busca corrigir.

COMPRA — boca de poço (Elo UP)

US\$ 3,8 /MMBTU
preço médio do gás não
processado adquirido

12 supridores • 3,5 milhões m³/dia adquiridos

Gás não processado: a Petrobras paga menos que os demais compradores do mercado.



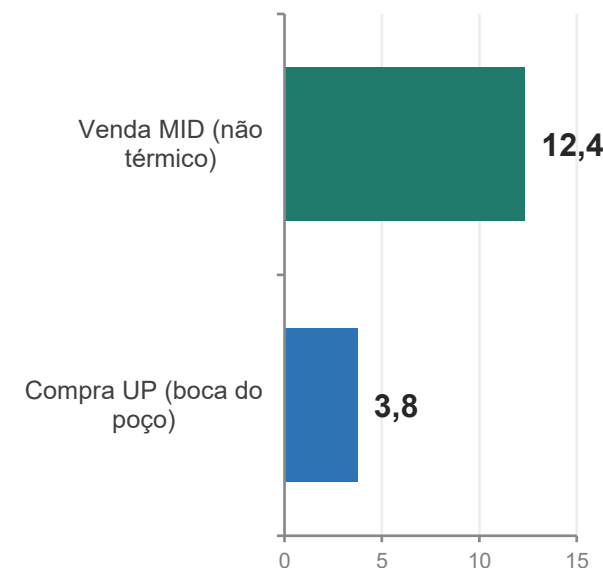
VENDA — distribuidoras e consumidores livres (Elo MID)

US\$ 12,4 /MMBTU
mercado não térmico
(MID Térmico: US\$ 9,2)

43 clientes • 18,6 milhões m³/dia vendidos

Mercado térmico: US\$ 9,2/MMBTU.

Preço médio (US\$/MMBTU) —
abr/2026



Spread: comprar na boca do poço a US\$ 3,8 e vender às distribuidoras e consumidores livres não térmicos a US\$ 12,4/MMBTU equivale a +US\$ 8,6/MMBTU (3,3x).

Ressalva: ~3,5 dos 18,6 milhões m³/dia vendidos vêm de compras de terceiros; o restante é produção própria. O spread embute o custo da infraestrutura, além de uma margem.

Ponto 1 (complemento): “o gas release cria apenas atravessadores”

O ARGUMENTO

O *gas release* não garantiria concorrentes genuínos: comercializadores sem produção própria dependeriam do agente dominante, mantendo a estrutura inalterada.

A RESPOSTA

Concorrência não se mede por produção própria, mas por contestabilidade, rivalidade e liquidez do mercado. Intermediários existem — e são desejáveis — quando reduzem custos para a sociedade.

POR QUE COMERCIALIZADORES INDEPENDENTES MELHORAM O FUNCIONAMENTO DO MERCADO

1

1. O problema é o monopólio, não o comercializador

- Hoje há poucos vendedores, baixa liquidez e pouca transparência.
- Mais comercializadores aumentam a rivalidade, reduzem o poder de mercado do incumbente e ampliam as opções de contratação para o consumidor.

2

2. Liquidez não é desperdício, é eficiência

- Comercializadores (traders/market makers) tornam o mercado líquido:
 - formam referências de preços
 - permitem hedge e gestão de risco
 - reduzem prêmio de risco
 - viabilizam contratos de curto prazo
- Todos os mercados maduros de gás (TTF, NBP, Henry Hub etc.) têm forte atuação de traders.

3

3. A disputa é por serviços, preços e condições

- Com vários comercializadores, a competição se dá por:
 - preço
 - prazo
 - flexibilidade
 - atendimento
 - gestão de risco
- O consumidor compra soluções, não apenas moléculas.

4

4. Margens tendem a cair com a concorrência

- Em mercado competitivo, as margens dos comercializadores convergem para o custo eficiente.
- Se houver muitos agentes, margens diminuem; se houver poucos, novos entrantes aparecem.



FOCO DA POLÍTICA: TORNAR O MERCADO CONTESTÁVEL

O *gas release* é um instrumento para transformar um mercado dominado por um agente em um mercado com rivalidade efetiva, liquidez e formação transparente de preços — em benefício da sociedade.

- ✓ Reduz concentração
- ✓ Aumenta liquidez e transparência
- ✓ Gera preços mais eficientes e previsíveis

Média ponderada das transações registradas no Painel ANP de Comercialização de Gás Natural — Abril/2026

Aquisição de Gás Rico

US\$ 3,75
/MMBtu

(compra da Petrobras)

Venda de Gás Rico

US\$ 13,42
/MMBtu

(venda da Petrobras)

Venda de Gás Processado

US\$ 12,37
/MMBtu

(venda da Petrobras)

A Petrobras compra gás rico a US\$ 3,75 e revende, rico e processado respectivamente por US\$ 12,37 e US\$ 13,42/MMBtu — **um spread de 3,3x e 3,6x sobre o preço de aquisição.**

Ponto 2: “o Programa é intervencionista e prejudica investimentos”

O ARGUMENTO

Redistribuição forçada penaliza quem investiu bilhões em produção e infraestrutura, gera insegurança regulatória e desestimula novos projetos — sem a garantia de poder comercializar o que foi produzido.

A RESPOSTA

Precedente histórico e internacional

- **Origem nos EUA:** a regulação de acesso não discriminatório à infraestrutura essencial nasceu na própria economia de mercado mais aberta do mundo — do desmembramento da Standard Oil (D. Yergin, “The Prize”) às regras de *open access* da FERC no setor de gasodutos.
- **OCDE:** recomenda acesso não discriminatório e regulação de agentes com poder de mercado como condição para concorrência efetiva em indústrias de rede.
- **CADE:** o TCC já usado no setor é reconhecido como o primeiro mecanismo de abertura — o *Gas Release* dá continuidade, com regras gerais e permanentes, ao mesmo movimento.

O desenho protege o investimento

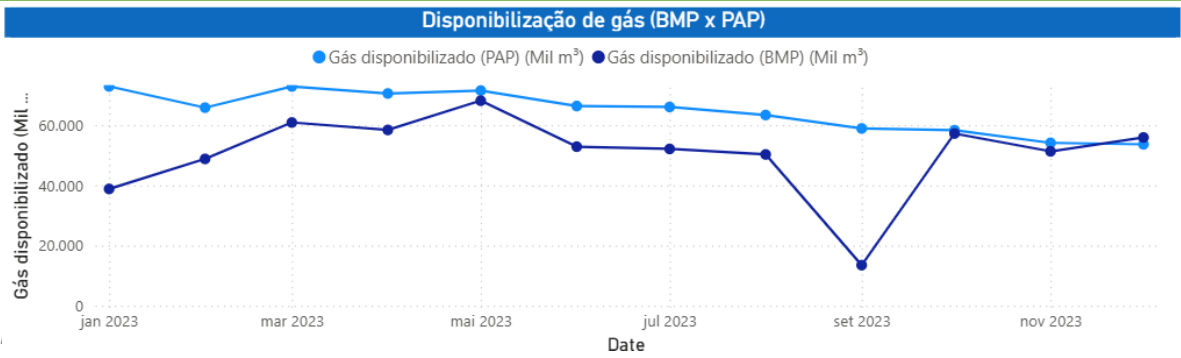
- **Art. 2º da minuta:** preservação da segurança do abastecimento e dos incentivos ao investimento são princípios expressos do Programa.
- **Gradualismo:** ciclos plurianuais (1º ciclo 2027-2030), leilão anual com edital próprio — é um processo monitorado.
- **Evidência contrária ao “desestímulo automático”:** reduções de produção alegadas por “queda de demanda” coincidiram, em vários meses, com importação simultânea de GNL na mesma região — ver Campo X, próximo slide.

Regular acesso a infraestrutura essencial é prática consolidada em mercados abertos — inclusive nos EUA — e o desenho do Programa foi construído para não desincentivar investimento.

Campo X: Produção Abaixo do Previsto (PAP) com Importação Simultânea de GNL



DÉFICIT DE PRODUÇÃO/GÁS: PREVISTO (PAP) x DISPONIBILIZADO (BMP) — 2023



Mês	Disponibilizado PAP (Mil m³)	Disponibilizado BMP (Mil m³)	Diferença
mar/23	72.846,26	60.869,44	-16,44%
abr/23	70.496,44	58.394,43	-17,17%
mai/23	71.475,90	68.105,89	-4,71%
jun/23	66.333,91	52.834,68	-20,35%
jul/23	66.019,48	52.087,81	-21,1%
ago/23	63.353,33	50.256,63	-20,67%
set/23	58.893,76	13.488,00	-77,1%
out/23	58.313,48	57.205,78	-1,9%
nov/23	54.098,56	51.289,23	-5,19%

SUCESSIVAS REDUÇÕES NA PRODUÇÃO DE GÁS

A mesma justificativa — retração da demanda — se repete nos períodos:

JAN-ABR/2023

SET/2023

DEZ/2025

JAN-FEV/2026

IMPORTAÇÃO DE GNL NO MESMO PERÍODO — TOTAL BRASIL x TERMINAL Y

Mês	Total Brasil (m³)	TERMINAL Y (M³)	%
abr/23	66.168.936	1.234.644	1,87%
mai/23	66.162.000	1.419.911	2,15%
jun/23	219.215.044	4.591.989	2,09%
jul/23	97.896.456	1.315.401	1,34%
ago/23	23.939.368	—	n/d
set/23	89.197.928	—	n/d
dez/25	171.869.725	6.576.926	3,83%
jan/26	177.092.354	6.628.951	3,74%
fev/26	81.180.000	3.023.168	3,72%

Terminal Y fica no mesmo estado do Campo X. Sem descarga registrada em ago-set/23.

JUSTIFICATIVA DA PETROBRAS À ANP

01/04/2023	Solicita-se detalhar as razões, comerciais e técnicas, para que a produção e exportação de gás não associado do campo de [REDACTED] esteja abaixo das previsões do PAP 2023 pelo quarto mês consecutivo.	A produção e exportação de gás não associado do campo de [REDACTED] constou abaixo das previsões do PAP 2023 pelo quarto mês consecutivo, em razão da exportação de gás estar limitada às demandas conforme a contratada requisita, sendo isto acordado entre as partes envolvidas, mesmo tendo capacidade de exportar maiores volumes. Acrescente-se que já a partir do mês de maio/23 a produção atingiu o valor de 70.055.711,52 m³, contra os 73.615.235,00 m³ previstos no PAP, ou seja 95,16 da previsão.
------------	--	---

← Terminal de regasificação Y pode abastecer o mesmo mercado regional que o Campo X.

HÁ IMPORTAÇÃO DE GNL EM MESES DE DIMINUIÇÃO DA PRODUÇÃO, SOB A JUSTIFICATIVA DE QUEDA NA DEMANDA DE GÁS

Ponto 3: “é ineficaz para reduzir preços”



O ARGUMENTO

“Mudar o gás de mãos” não cria uma molécula nova nem aumenta a oferta física — logo, não teria capacidade de reduzir preço.

A RESPOSTA

A premissa é verdadeira e irrelevante: nenhum programa de gas release no mundo promete produzir gás — ele produz concorrência. Em mercado competitivo, preço não é fixado por um único agente; é o grau de contestabilidade que disciplina a formação de preço, com ou sem molécula nova.

O GAP DE PREÇO NORDESTE x SUDESTE SURTIU COM A ABERTURA

ANTES (2019–2021)

~0%

Nordeste e Sudeste com preços praticamente equivalentes (*spread* médio de 0,5%)

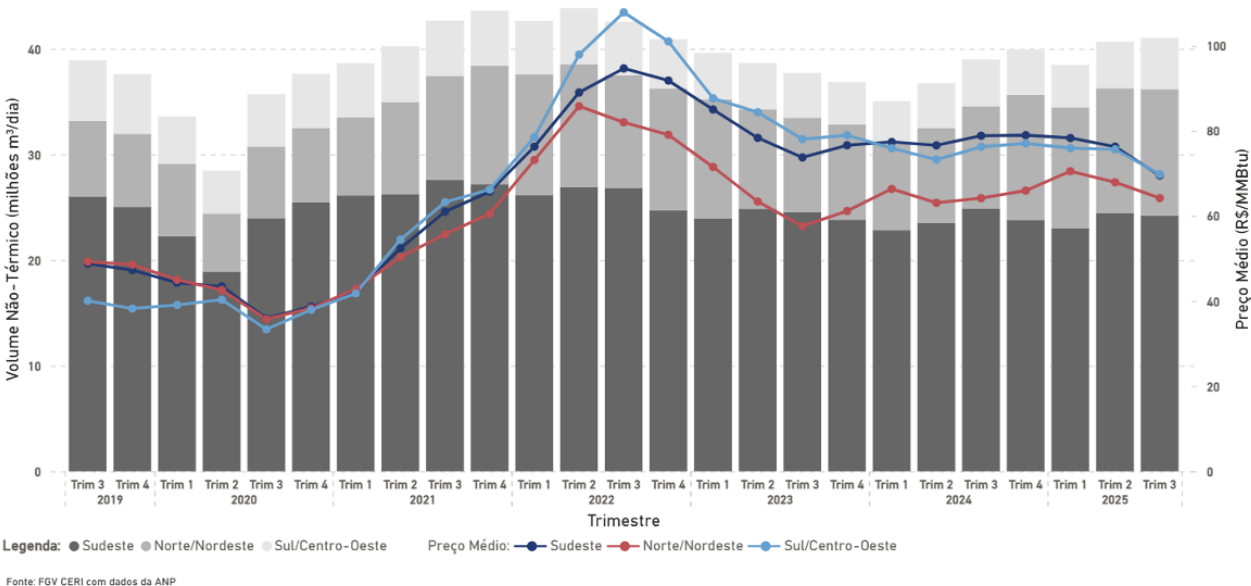
DEPOIS (2022–2025)

-14%

Nordeste consistentemente mais barato que o Sudeste — chegou a -22% em 2023

A ameaça de concorrência já reduz preço — em 2026 o agente dominante limitou um reajuste que poderia chegar a 22% para cerca de 6%, diante de concorrência potencial.

Evolução do Mercado Não-Térmico e Preço Médio por Região



Gas Release: abertura de mercado e impacto nos preços



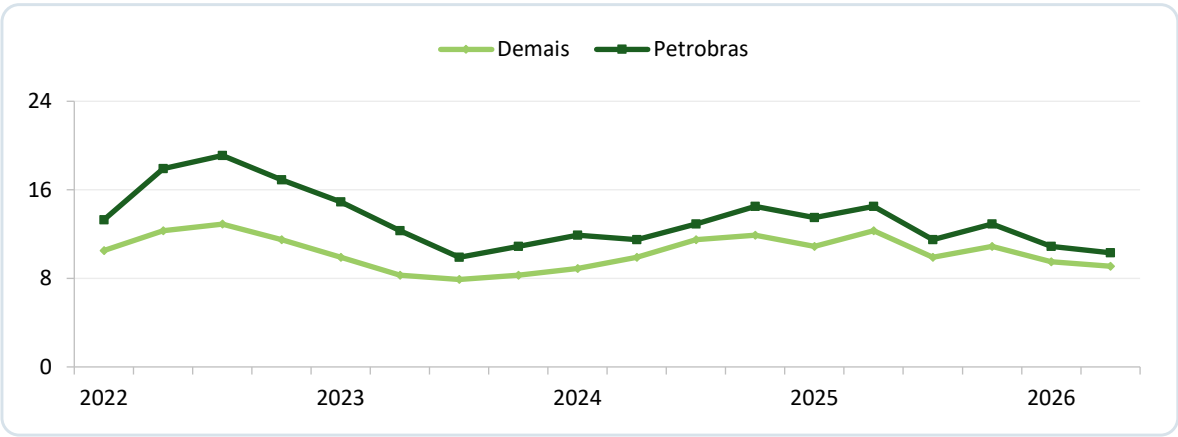
Nordeste X Sudeste: preços Petrobras x demais agentes (2021–2025) – US\$/MMBtu

Onde houve maior abertura, os entrantes sustentaram preços mais baixos.

A competição amplia opções de suprimento, aumenta a liquidez e reduz diferenciais regionais.

NORDESTE

maior concorrência → entrantes praticam preços mais baixos



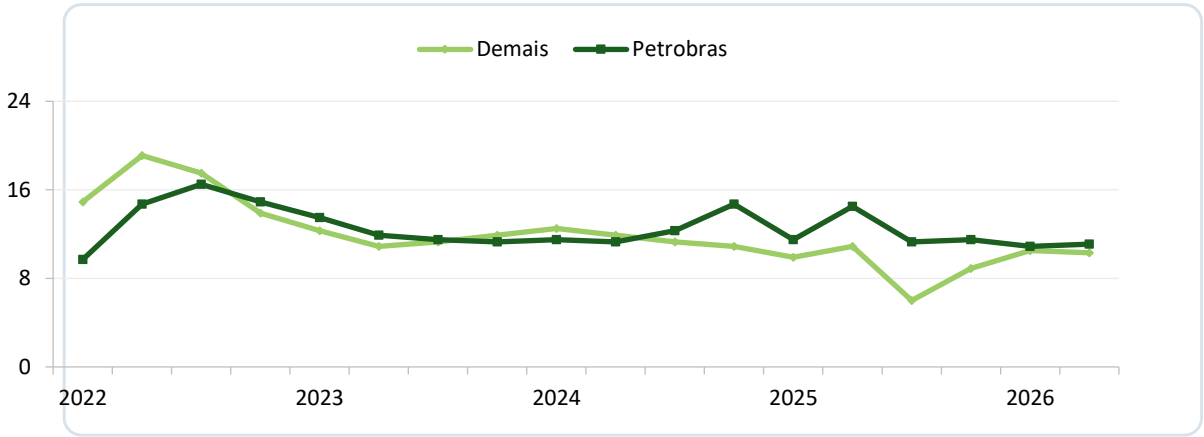
HHI 2025: 2.114

moderadamente concentrado · até 15,8% de diferencial em 2023

- Preços dos entrantes seguem abaixo dos da Petrobras ao longo de toda a série.

SUDESTE

concentração elevada → preços dos dois grupos convergem



HHI 2025: 4.240

altamente concentrado · sem diferencial regional expressivo

- Oferta segue concentrada na Petrobras; entrantes aparecem só em parte dos períodos com preço menor.

O Gas Release pode acelerar a abertura do mercado e criar pressão competitiva para reduzir preços e diferenças regionais — especialmente em áreas ainda marcadas por baixa liquidez e concentração.

Ponto 4: “o modelo internacional não se aplica ao contexto nacional”

O ARGUMENTO

Os programas europeus de *Gas Release* nasceram em mercados com histórico próprio de liberalização, integração regional e produção terrestre — muito diferentes da realidade brasileira, de produção associada ao petróleo e infraestrutura predominantemente *offshore*. A experiência internacional, portanto, não seria transponível ao caso nacional.

A RESPOSTA

O que a NT 85/2026 buscou

- **Sem replicação automática:** a própria NT 85/2026 (§ 144) reconhece as especificidades do mercado brasileiro — produção associada ao petróleo, infraestrutura *offshore*, distribuição federativa.
- **Base empírica, não modelo pronto:** 37 agentes de mercado e 7 autoridades estrangeiras (CRE-França, CNMC-Espanha, URE-Polônia, BNetzA-Alemanha, CEER) foram ouvidos para extrair condições estruturais de sucesso.

O que determina o sucesso do programa

- **Escala relevante:** programas marginais (Alemanha ~4%, Itália ~3%) tiveram efeito limitado; volumes maiores (Espanha, Polônia) mudaram a estrutura do mercado.
- **Capacidade de transporte junto ao gás:** sem *capacity release*, acesso ao gás não vira acesso ao mercado — lição comum a todos os casos analisados.
- **Leilão competitivo e não discriminatório:** alocação transparente por leilão, como na Espanha, evita que a liberação vire redistribuição formal sem efeito concorrencial.

A experiência internacional não é copiada — é filtrada. O que se importa são condições estruturais de sucesso (escala, capacidade de transporte, leilão não discriminatório), adaptadas às especificidades do mercado brasileiro.

Ponto 5: “exportação de gás como GNL”

O ARGUMENTO

Diante do *Gas Release*, o agente dominante poderia direcionar sua produção para exportação como GNL — via unidades flutuantes de liquefação (FLNG) — em vez de vender no mercado interno.

A RESPOSTA

O preço internacional de referência é baixo

For US Natural Gas, This Time Is Different
US natural gas prices, in \$ per million British thermal units

Date	Event	Nominal price	Real price
1979-80	Iranian Revolution	1.29	6
1990-91	First Gulf War (Iraq invades Kuwait)	2	5.1
2000	California energy crisis	9.5	18.1
2003	Second Gulf War (US invades Iraq)	9	16
2008	Commodities supercycle	13.5	20.7
2022	Russia invades Ukraine	9.5	10.8
2026	Third Gulf War (US attacks Iran)	3	3

Note: Real 2026 prices adjusted by US CPI for all urban consumers
Source: Bloomberg calculations based on wellhead natural gas prices from 1979 to 2000 from the US Energy Information Administration, and Nymex / CME Group Inc from 2001 to 2026

Bloomberg Opinion

- Mesmo na crise do Oriente Médio de 2026 (“Terceira Guerra do Golfo”), o preço do gás nos EUA ficou em US\$ 3/MMBtu — nominal e real (Bloomberg).

O FLNG é estruturalmente mais caro

- **Sem prêmio de exportação:** com o preço internacional em patamar baixo, não há prêmio que compense desviar o gás da venda no mercado doméstico.
- **Unidade flutuante de liquefação em alto mar é estruturalmente mais cara:** liquefação flutuante tem capex e opex mais altos que os trens em terra já consolidados, que reúnem escala e maturidade operacional.

Com preço internacional baixo e custo de liquefação *offshore* elevado, a exportação funciona como **argumento de pressão regulatória** — não como alternativa econômica real ao cumprimento do *Gas Release*.

Como o Programa será *implementado*



Ciclos regulatórios plurianuais, com leilões anuais e edital específico para cada rodada — parâmetros operacionais ajustáveis, estrutura da Resolução estável.

2027

1º leilão

Publicação de edital específico: volumes, lotes, metodologia de preço de referência

2028

2º leilão + 1ª entrega

Início da execução dos contratos; disponibilização da molécula e da capacidade de transporte

2029

3º leilão + 2ª entrega

Parâmetros ajustados com base no monitoramento do ciclo anterior

2030

3ª entrega

Fim do 1º ciclo plurianual; avaliação de resultados e revisão do desenho

MECANISMOS COMPLEMENTARES PREVISTOS NO EDITAL (quando cabíveis)

- **Capacity release** — cessão de capacidade de transporte contratada e não utilizada
- **Customer release** — liberação de clientes de contratos vigentes para contratar novos supridores
- **Market maker** — agente que se compromete a ofertar compra e venda continuamente, sustentando liquidez

A ANP acompanha indicadores concorrenciais e de funcionamento do mercado após cada leilão, e usa essa informação para ajustar os editais seguintes — sem alterar os elementos estruturantes da Resolução.

Recomendação à Diretoria Colegiada

1 Aprovar o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2026/SDC/ANP-RJ

2 Autorizar a abertura de consulta pública, pelo prazo de 45 dias, sobre a minuta de Resolução que institui o Programa de Redução da Concentração no Mercado de Gás Natural (Gas Release)

3 Autorizar a realização de audiência pública após o encerramento da consulta pública

A opção pela desconcentração do mercado de gás natural é dever legal da ANP. O que se decide hoje é abrir o processo de participação social que vai construir, com todos os agentes, o melhor desenho para o Programa.

OBRIGADO!

