

MARÇO DE 2025

# RETROSPECTIVA 2024

Eventos que marcaram  
o setor energético



Instituto de Estudos  
Estratégicos de  
Petróleo, Gás Natural e  
Biocombustíveis

### **Direção técnica**

Mahatma Ramos  
Ticiane Alvares

### **Coordenação técnica**

Fernanda Brozowski

### **Autores**

Adhemar Mineiro  
André Leão  
André Tokarski  
Erick Sobral Diniz  
Francismar Ferreira

### **Equipe de comunicação**

Fátima Belchior  
Laura Cardoso

### **Projeto gráfico**

Laura Cardoso

### **Fotografias**

Catmoz/Pixabay  
SatyaPrem/Pixabay  
Elxeneize/Canva  
Engin Akyurt /Pexels

Avenida Rio Branco, 133 - 21º andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ  
(21) 97461-8060 | [redes@ineep.org.br](mailto:redes@ineep.org.br) | [ineep.org.br](http://ineep.org.br)

# SUMÁRIO

<b>UM TESTE PARA A NOVA POLÍTICA DE PREÇOS DA PETROBRAS</b>	<b>4</b>
Adhemar Mineiro	
<b>OS MARCOS DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE O&amp;G EM 2024</b>	<b>7</b>
Francismar Ferreira	
<b>ENERGIA E INTERESSE PÚBLICO: PERSPECTIVAS E DESAFIOS DAS POLÍTICAS DE REGULAÇÃO PARA 2025</b>	<b>11</b>
André Tokarski	
<b>A CONJUNTURA GLOBAL DE ENERGIA: O ANO DE 2024 EM RETROSPECTIVA</b>	<b>16</b>
André Leão	
<b>ABASTECIMENTO E REFINO EM 2024: A NECESSÁRIA DISCUSSÃO SOBRE UMA POLÍTICA PÚBLICA PARA REDUÇÃO DAS IMPORTAÇÕES</b>	<b>20</b>
Erick Sobral Diniz	

# UM TESTE PARA A NOVA POLÍTICA DE PREÇOS DA PETROBRAS\*

Adhemar Mineiro\*\*



O ano de 2024 foi importante para testar a nova política de preços da Petrobras, implementada com o objetivo de assegurar maior estabilidade nos preços internos dos derivados de petróleo. Essa estratégia, ao longo do ano, revelou-se eficaz, mitigando o impacto da volatilidade dos preços internacionais sobre o mercado interno. Embora a política de vinculação estrita aos preços de paridade de importação (PPI), adotada entre 2016 e 2022, tenha sido abandonada, os preços internos continuam fortemente influenciados pela variação do dólar e pela volatilidade dos preços do petróleo, sobretudo devido a conflitos internacionais, como os da Ucrânia e do Oriente Médio.

Em 2024, a taxa de câmbio sofreu intensa pressão especulativa, agravada pela postura passiva do Banco Central, independente desde 2022, que permitiu flutuações acentuadas no mercado cambial. A atuação do Banco Central em 2025 será decisiva para a estabilidade dos preços internos, assim como as oscilações nos preços internacionais do petróleo. A partir de janeiro, com a posse de Donald Trump como presidente dos EUA, projeta-se um retorno às políticas de incentivo à exploração de combustíveis fósseis, o que poderá impactar o mercado global e aumentar as incertezas sobre os preços.

É importante ressaltar que o PPI deixou de ser uma política automática de preços, mas continua como referência. Assim, sempre que os preços do petróleo internacional se elevam, ou que o dólar avança em relação ao real, passam a existir internamente pressões por reajustes de preços.

Paralelamente, o Brasil precisa expandir sua capacidade de refino para reduzir a dependência de importações de diesel e GLP, garantindo maior autonomia em sua política de preços. Desde maio de 2023, a Petrobras substituiu o PPI por uma nova política comercial, rompendo com a estratégia iniciada no governo Temer. A rígida vinculação ao PPI trouxe alta volatilidade aos preços internos, resultou na subutilização da capacidade operacional da estatal e provocou a perda de mercado da empresa para importadores e refinarias privadas.

Além de beneficiar os importadores ao garantir margens em dólar, essa política fragilizou a posição da Petrobras no mercado doméstico.

Com a nova abordagem, a Petrobras reassumiu o protagonismo na definição dos preços internos, impactando a estratégia de outros produtores e refinarias privadas, como a REAM em Manaus e a Refinaria de Mataripe na Bahia, que passaram a alinhar suas práticas aos preços estabelecidos pela empresa líder.. Essa dinâmica competitiva limitou os efeitos das oscilações externas no mercado interno, reforçando o papel da Petrobras como reguladora indireta e estabilizadora do mercado.

Ao longo de 2024, o preço do diesel permaneceu estável em R\$ 3,53 por litro nas refinarias da Petrobras, reflexo tanto da nova política quanto do aumento das importações de diesel russo. Este produto, ofertado a preços competitivos devido às sanções internacionais contra a Rússia, correspondeu a mais de 25% do consumo nacional. A estabilização do preço desse derivado no mercado interno foi fundamental em um contexto de instabilidade global, especialmente em razão das tensões geopolíticas.

Situação semelhante foi observada nos preços da gasolina e do GLP, com pequenas flutuações. Em um cenário de inflação moderada – que encerrou 2024 em 4,83% pelo IPCA, pouco acima da meta de 4,5% –, a estabilidade dos derivados ajudou a conter pressões inflacionárias, mesmo com o aumento das taxas de juros pelo Banco Central. Sem comprometer o bom desempenho econômico-financeiro da empresa, essa medida contribuiu para preservar o poder de compra da população, já impactado por outros fatores econômicos.

A nova política também alterou o comportamento de agentes privados, que adotaram estratégias mais competitivas para manter sua posição no mercado. A refinaria de Mataripe é impactada pela produção da Petrobras no Nordeste, enquanto a Ream investiu em logística para atender às demandas do Norte, onde desafios logísticos elevam os custos, e dão à empresa um grau de liberdade importante na formação de preços. Essas ações evidenciam que a Petrobras, mesmo com concorrentes, permanece como referência.

Para 2025, a continuidade dessa política será novamente avaliada. Expandir a capacidade de refino nacional é essencial para reduzir a dependência externa. Ademais, será fundamental monitorar o câmbio e a política monetária, além de acompanhar as implicações

das políticas energéticas do governo estadunidense. Investimentos em tecnologia e infraestrutura também serão cruciais para aumentar a eficiência produtiva. Após a conclusão da reforma tributária, a reintrodução de impostos sobre os derivados deve ser cuidadosamente analisada, por sua capacidade de influenciar diretamente os preços ao consumidor.

O bom desempenho financeiro da Petrobras em 2023 e 2024 demonstrou que é possível equilibrar os interesses da população com as demandas de mercado. No entanto, o cenário global e doméstico de 2025 trará desafios que demandam planejamento estratégico e flexibilidade para garantir a manutenção dos avanços alcançados com a nova política de preços. Uma abordagem bem definida será determinante para consolidar uma política de preços eficaz e alinhada aos interesses estratégicos do Brasil e dos consumidores nacionais, e ao mesmo tempo rentável e que atenda aos objetivos operacionais e de longo prazo da Companhia.

---

\* Artigo originalmente publicado no [Jornal GGN](#) em 20 de janeiro de 2025.

\*\* Economista, doutorando em Ciência, Tecnologia e Inovação em Agropecuária pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ) e pesquisador da área de Preços do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

# OS MARCOS DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE O&G EM 2024\*

Francismar Ferreira\*\*



O ano de 2024 foi marcado por uma leve redução da produção de petróleo e gás em comparação ao ano anterior, pela manutenção de baixos índices exploratórios e pelo recorde nas exportações de óleo cru. Além disso, destacou-se uma importante agenda regulatória que impactou o setor de exploração e produção (E&P), incluindo novas regras sobre conteúdo local, medidas para aumentar a oferta de gás natural e novas atribuições para a PPSA.

Assim, 2025 desponta como um ano em que as reverberações dessas regulamentações começarão a se manifestar no setor. Será, também, um período desafiador, especialmente no que tange aos avanços exploratórios necessários para a reposição das reservas e para garantir a segurança energética do país no futuro.

Em 2024<sup>1</sup>, a produção de petróleo e gás no Brasil alcançou aproximadamente 4,31 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), conforme dados da ANP. Trata-se de número levemente inferior ao registrado em 2023, que foi de 4,34 milhões boe/d. É importante destacar que essa ligeira queda na produção não indica que o país tenha atingido seu pico produtivo. Na verdade, ela reflete circunstâncias específicas, como paradas programadas em plataformas localizadas em importantes campos do pré-sal.

A produção do pré-sal alcançou a marca de 78% da produção nacional em 2024, um aumento de dois pontos percentuais em relação a 2023. Um dado relevante a ser destacado é que 2024 marcou um ponto de inflexão: pela primeira vez, a produção da Petrobras no onshore foi inferior à das petroleiras independentes. Estas últimas, por sua vez, foram responsáveis por cerca de 51% da produção onshore, um resultado que evidencia uma nova configuração no cenário do onshore brasileiro, consolidada após os desinvestimentos realizados pela Petrobras.

---

<sup>1</sup> Os dados analisados de produção de petróleo do ano de 2024 referem-se ao período de janeiro a novembro, conforme divulgado pela ANP.

A produção média de petróleo em 2024 alcançou 3,35 Mbbl/d, dos quais aproximadamente 1,83 Mbbl/d – cerca de 54,5% do total – foram destinados à exportação, segundo a ANP. Esse volume representa um recorde histórico para as exportações de petróleo cru pelo país. Embora as exportações proporcionem ganhos financeiros imediatos, especialmente em contextos de alta nos preços das commodities, os baixos níveis de investimentos na ampliação do parque nacional de refino nos últimos anos mantêm a dependência do país em relação aos derivados. Essa dependência torna os preços dos combustíveis vulneráveis às flutuações provocadas por dinâmicas geopolíticas e econômicas globais.

No contexto da exploração, é importante ressaltar que o ano de 2024 se encerrou com 420 blocos exploratórios contratados, abrangendo uma área total de 179,7 mil km<sup>2</sup>. Este cenário representa um aumento de 67% no número de blocos contratados e de 11,3% na área exploratória em comparação com 2023. Esse crescimento é fruto dos contratos assinados do 4º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão e o 2º Ciclo da Oferta de Partilha, que ocorreram em 2023. Contudo, ao observar a perfuração de poços exploratórios, bom indicador da efetividade das atividades exploratórias, destaca-se que 2024 atingiu o menor patamar de perfurações desde 1998, com apenas 10 poços perfurados em 2024. Vale ressaltar que a redução nas perfurações exploratórias tem sido uma tendência observada ao longo da última década, o que representa riscos à reposição das reservas e compromete a segurança energética do país.

Outro destaque importante em 2024 foi a Pré-Sal Petróleo (PPSA). A estatal obteve uma arrecadação recorde no ano, atingindo a marca de R\$ 10,32 bilhões com a comercialização das parcelas de petróleo e gás natural da União. O valor é cerca de 71% maior do que o arrecadado no ano anterior. Os resultados financeiros da empresa representam ganhos para o país, decorrentes do regime de partilha que prevê a parcela de óleo excedente destinado à União.

Além disso, os recursos obtidos são destinados ao Fundo Social, também previsto pelo sistema de partilha. Destinam-se para a educação, saúde e até mesmo para a transição energética. Logo, esses recursos podem ser convertidos em benefícios que extrapolam a produção de petróleo em si, e contribuem para o desenvolvimento do país.



Além disso, em 2024, novas regulamentações afetaram a PPSA, destacando-se a resolução 011/2024 do CNPE. Essa resolução permite que a estatal contrate o escoamento e processamento do gás natural da União nos contratos de partilha, além de comercializar gás natural, GLP e outros líquidos derivados do processamento no mercado nacional. Antes, o gás natural da União era vendido apenas à Petrobras na saída dos navios-plataforma em operação.

A resolução busca, de um lado, incrementar a presença de gás natural no mercado, permitindo a entrada de diversos novos agentes além da Petrobras. Por outro lado, amplia as atribuições da PPSA, que não se restringem mais apenas à gestão dos contratos de partilha e à comercialização do óleo e gás da União.

Agora, a PPSA também poderá atuar nas atividades de escoamento e processamento de gás. Essa medida, ainda que potencialmente amplie a oferta de gás, não garante, contudo, um correspondente aumento na infraestrutura e na capacidade de processamento do país.

Houve ainda em 2024 a promulgação do Decreto 12.153/2024, instituindo o programa “Gás para Empregar”, que em determinados aspectos atinge o segmento E&P. Com foco em aumentar a oferta de gás natural, o decreto destaca o papel da ANP no controle dos níveis de reinjeção e indica a possibilidade de revisão dos planos de desenvolvimento dos campos de produção, respeitada a viabilidade técnico-econômica visando a redução dos níveis de reinjeção de gás.

A proposta não desconsidera a necessidade e a importância da reinjeção para a maximização da produção de petróleo e a descarbonização do setor. No entanto, ela advoga para que não seja rejeitado gás para além do que seria “tecnicamente necessário”. Isso possibilitaria maior disponibilização do energético no mercado. Os efeitos do decreto serão sentidos nos próximos anos.

Em 2024, ocorreram alterações na política de conteúdo local (CL), com destaque para a Lei nº 15.075/2024, que possibilita a transferência de excedentes de CL em contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural. Essa flexibilização visa permitir que os operadores utilizem os excedentes de determinados contratos em outros, evitando assim penalidades por descumprimento das exigências de conteúdo local em contratos que não

atingiram os índices mínimos. Logo, essa flexibilização em si, não implica necessariamente no fortalecimento da cadeia nacional de óleo e gás.

Contudo, a lei estabelece pontos importantes, como a definição de índices de CL para navios-tanque fabricados no Brasil, a redução dos royalties dos contratos da rodada zero para até 5%, visando incentivar investimentos em conteúdo local, e a possibilidade de renovação dos contratos de partilha de produção.

Esses fatores, em conjunto, podem contribuir para a recuperação da indústria naval nacional, além de ampliar os investimentos e, conseqüentemente, os índices de CL, nas áreas maduras da rodada zero e nos contratos de partilha com prazos estendidos.

Em 2025, os desdobramentos dessas regulações deverão surtir efeitos no E&P e na cadeia nacional de óleo e gás. A produção possivelmente retomará sua curva ascendente e a exportação deverá se manter em altos níveis. Contudo, o principal desafio será a ampliação das atividades exploratórias. Segundo a ANP, a relação entre reserva e produção do Brasil em 2023 era de 13 anos. Logo, são necessários avanços exploratórios, especialmente em novas fronteiras, a fim de assegurar a reposição das reservas, contribuir com a transição energética e garantir a segurança energética do país.

---

\* Artigo originalmente publicado na [Brasil Energia](#) em 17 de janeiro de 2025.

\*\* Doutor em Geografia pela Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) e pesquisador da área de Exploração e Produção do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

# ENERGIA E INTERESSE PÚBLICO: PERSPECTIVAS E DESAFIOS DAS POLÍTICAS DE REGULAÇÃO PARA 2025\*

André Tokarski\*\*

**A**o longo do ano de 2024, o Congresso Nacional produziu importantes avanços nas pautas da diversificação energética e da redução e controle das emissões de gases de efeito estufa. Foram aprovadas a Lei do “Combustível do Futuro” (Lei Nº 14.993/2024), o marco legal do hidrogênio de baixo carbono (Lei Nº 14.948/2024) e a lei que estabelece o mercado regulado de carbono no Brasil. Em maior ou menor grau, todas elas agora dependem de regulamentação por parte do Governo Federal para alcançarem os efeitos desejados.

A Lei do “Combustível do Futuro”, além de definir a ampliação da mistura de etanol e biodiesel aos combustíveis fósseis (gasolina e diesel), instituiu o Programa Nacional de Combustível Sustentável de Aviação (ProBioQAV), o Programa Nacional de Diesel Verde (PNDV) e o Programa Nacional de Descarbonização do Produtor e Importador de Gás Natural e de Incentivo ao Biometano. E também define parâmetros para regulamentar as atividades de captura e estocagem geológica de dióxido de carbono e de produção e comercialização de combustíveis sintéticos.

Um dos pontos mais relevantes para a regulamentação será a definição das diretrizes e requisitos para a certificação do combustível sustentável de aviação (Sustainable Aviation Fuel – SAF). A expectativa do governo é de que o Brasil se torne um importante produtor de SAF, tanto para abastecer o mercado interno, quanto para exportação. Mercados relevantes de aviação civil já exigem medidas compensatórias e sinalizam que a demanda por SAF será significativa. A lei estabeleceu um cronograma obrigatório, a partir de 1º de janeiro de 2027, para que as empresas de aviação que atuam no mercado doméstico utilizem o SAF para reduzir as emissões de GEE (gases de efeito estufa). Também poderá admitir meios alternativos para o cumprimento das metas definidas na lei.

A regulamentação das atividades de captura e armazenamento de dióxido de carbono também será alvo de debates ao longo de 2025. Em que pese não ter sido contemplado no

âmbito das atividades que podem gerar crédito de carbono, estudos da Empresa de Pesquisa Energética<sup>2</sup> (EPE) destacam o enorme potencial de armazenamento dos reservatórios salinos brasileiros. A Petrobras está desenvolvendo um projeto-piloto na região do Terminal Cabiúnas com capacidade para armazenar 100 mil toneladas de CO<sup>2</sup> por ano<sup>3</sup>. A estimativa da empresa é de que o Brasil tenha um potencial para estocar 250 milhões de toneladas de carbono por ano em reservatórios salinos.

A aprovação do marco legal do hidrogênio de baixo carbono também foi um passo importante na agenda de substituição de combustíveis fósseis e incentivo à produção de renováveis. A Lei Nº 14.948/2024 criou o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro). O programa tem como objetivo promover o avanço tecnológico e industrial, aumentar a competitividade e agregar valor às cadeias produtivas nacionais relacionadas à produção e utilização do hidrogênio de baixa emissão de carbono (H2BEC).

A legislação estabelece que o Poder Executivo será responsável por regulamentar os critérios para habilitação, coabilitação e participação nos incentivos voltados ao hidrogênio limpo, além de definir outras normas e benefícios. Ao lado do Rehidro, a Lei Nº 14.990/2024 criou o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC), cujo objetivo é constituir uma fonte de recursos para financiar a produção e uso de hidrogênio de baixo carbono por meio de créditos fiscais. O Ministério da Fazenda concluiu, em dezembro de 2024, uma consulta pública para subsidiar o processo de regulamentação sobre o Rehidro e o PHBC. Dentre os objetivos da consulta destacam-se a definição de critérios para a habilitação de empresas interessadas em acessar os incentivos fiscais previstos, a definição de percentual mínimo de bens e serviços de origem nacional a serem utilizados na produção de hidrogênio de baixo carbono, o patamar obrigatório de investimento em PD&I e outro ponto absolutamente decisivo: a possibilidade ou não de acessar os benefícios fiscais para produzir hidrogênio de baixo carbono voltado à exportação.

---

<sup>2</sup> Fonte:

[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-820/Apresentacao\\_FactSheet\\_25jun24.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-820/Apresentacao_FactSheet_25jun24.pdf)

<sup>3</sup> Fonte:

<https://eixos.com.br/empresas/ccs-petrobras-estima-potencial-para-armazenar-250-milhoes-de-toneladas-de-co2-por-ano-no-brasil/>

Em meio ao acirrado debate sobre a situação fiscal do país, não faz o menor sentido qualquer tipo de incentivo fiscal para a produção de hidrogênio renovável voltado à exportação. O uso de recursos públicos para subvencionar a produção de hidrogênio de baixo carbono se justifica como parte da estratégia nacional para o cumprimento das metas brasileiras de redução de emissão de GEE, em especial nos setores de difícil abatimento. Nesse sentido, os benefícios fiscais não devem ser extensivos à produção voltada para a exportação, frise-se que o potencial mercado consumidor externo é formado pelos países desenvolvidos, principalmente os integrantes da União Europeia, não sendo aceitável que um país sob constrangimento fiscal arque com incentivos à descarbonização de países ricos.

Ainda em relação à agenda legislativa de 2024, foi aprovado no Congresso Nacional e sancionada pelo Presidente da República, a lei que estabelece as bases para um mercado regulado de carbono no Brasil. Um dos objetivos é fomentar a participação do setor privado na agenda de descarbonização do país e servir como instrumento para que o Brasil alcance os compromissos assumidos em sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC, sigla em inglês), perante o Acordo de Paris. De acordo com a nova lei, as emissões de GEE podem ser revertidas em ativos financeiros negociáveis. O mercado regulado de carbono no Brasil segue a lógica do modelo europeu: o governo definirá um teto (cap) de emissões para as atividades econômicas previstas na lei. As empresas que não atingirem o teto de emissão poderão negociar (trade) suas permissões de emissão, as Cotas Brasileiras de Emissão (CBEs), com empresas que ultrapassarem os limites de emissão, criando um mercado de compra e vendas dessas cotas.

O governo brasileiro tem a expectativa de que a regulamentação de um sistema regulado de precificação do carbono possa fortalecer a posição no país no contexto da agenda global de combate às mudanças climáticas, às vésperas do Brasil sediar a COP30. Espera ainda atrair investimentos internacionais, fomentar a preservação ambiental e gerar novas oportunidades de renda. O Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE) é um dos pilares do Plano de Transformação Ecológica, liderado pelo Ministério da Fazenda.

Entretanto, o alcance do SBCE deverá ser limitado. O Brasil tem uma condição singular em relação à transição energética e às principais fontes de emissão de GEE quando

comparado ao restante do mundo. Enquanto o setor de energia responde por 86%<sup>4</sup> das emissões de GEE nos países integrantes da OCDE, no Brasil não passa de 18%<sup>5</sup>. Por outro lado, os segmentos responsáveis pela maior parcela de emissão de GEE no Brasil (desmatamento, 48% e agropecuária, 27%)<sup>6</sup> não foram regulamentados pela lei. O alcance do mercado regulado estará restrito às atividades industriais, que respondem por apenas 6% das emissões de GEE brasileiras<sup>7</sup>. Dados do Balanço Energético Nacional de 2024, indicam que 64,7% da energia consumida em atividades industriais no Brasil utiliza fontes renováveis.

Em relação ao debate das mudanças climáticas, nota-se que a agenda governamental no ano de 2024 priorizou a ampliação e diversificação de fontes energéticas e foi negligente com a pauta da adaptação aos extremos climáticos. A diversificação energética é parte da agenda de mitigação, de substituição de fontes poluentes por outras de menor impacto. Entretanto, os efeitos do aquecimento global e dos extremos climáticos já causam inúmeros danos ao país, mas sem merecer a atenção e importância devida.

Nos últimos 10 anos, fenômenos climáticos provocaram danos materiais da ordem de R\$ 421,26 bilhões de reais, mais de 1,5 milhão de moradias foram danificadas e 280 mil destruídas. No período entre 2020 e 2023, 40% dos municípios brasileiros decretaram situação de emergência motivada por tempestades, inundações, enxurradas ou alagamentos. Somente em 2022, 13 a cada 100 brasileiros foram diretamente afetados por eventos climáticos extremos<sup>8</sup>.

Em que pese a urgência, as medidas de adaptação à mudança climática não encontram prioridade correspondente na destinação de recursos em âmbito nacional e internacional. No ano de 2023, os bancos multilaterais de desenvolvimento (BMDs) financiaram US\$ 125 bilhões para ações climáticas, destes, apenas 33% foram direcionados para medidas de adaptação. No Brasil, as restrições impostas pelo regime fiscal, de um lado, e a falta de prioridade na destinação de emendas parlamentares, por outro, ampliam a vulnerabilidade do

---

<sup>4</sup> Disponível em: [https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?end\\_year=2021&start\\_year=1990](https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?end_year=2021&start_year=1990)

<sup>5</sup> Dados do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG), disponível em: <https://plataforma.seeg.eco.br/>

<sup>6</sup> Dados do Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG), disponível em: <https://plataforma.seeg.eco.br/>

<sup>7</sup> Estimativas Anuais de Gases de Efeito Estufa no Brasil (6ª Edição – 2022), Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI).

<sup>8</sup> Dados disponíveis em <https://atlasdigital.mdr.gov.br/paginas/index.xhtml>

país aos fenômenos climáticos. Para o ano de 2025, há a expectativa que a consolidação da Estratégia Nacional de Adaptação do Plano Clima, sob responsabilidade do Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima, possa contribuir para situar a política de adaptação entre as prioridades nacionais.

---

\* Artigo originalmente publicado na eixos em 27 de janeiro de 2025.

\*\* Doutor em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de São Paulo (PUC-SP), pesquisador da área de Regulação e Governança do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Inep) e professor do curso de mestrado em Direito Constitucional Econômico (Madir) da Unialfa e coordenador do curso de Direito da Unialfa.

# A CONJUNTURA GLOBAL DE ENERGIA: O ANO DE 2024 EM RETROSPECTIVA\*

André Leão\*\*



ano de 2024, a exemplo do ano anterior, foi palco de marcos importantes que representam desafios ao futuro da governança global de energia e ao combate às mudanças climáticas. A continuidade da guerra entre Ucrânia e Rússia e o alastramento do conflito capitaneado por Israel no Oriente Médio, o avanço da China no desenvolvimento de políticas de transição energética, a ação da União Europeia visando frear a penetração chinesa no continente, o posicionamento do Brasil em relação à integração energética na América do Sul, os resultados limitados da COP29 quanto ao financiamento climático, a liderança brasileira no G20 e a nova expansão do Brics+ foram temas de destaque em 2024 e devem ser observados com cuidado em 2025. Os conflitos em curso tendem a continuar enviando sinais de instabilidade ao mercado internacional de petróleo, aprofundando os desafios à geopolítica global de energia.

O conflito russo-ucraniano completará três anos em fevereiro, e sua continuidade levou a União Europeia (UE) a continuar impondo sanções à Rússia, com o objetivo de privar o país de obter receitas para financiar a guerra. No Oriente Médio, o conflito finalmente dá sinais de se aproximar de uma resolução após o anúncio do acordo de cessar-fogo entre Israel e Hamas. Embora o primeiro-ministro israelense, Benjamin Netanyahu, inicialmente tenha ameaçado não cumprir o acordo, a troca de reféns tem sido implementada paulatinamente. No entanto, o histórico conturbado entre Israel e Palestina e o papel de atores externos – como os Estados Unidos, cujo presidente Donald Trump defendeu recentemente a realização de uma espécie de “limpeza” em Gaza – geram temores sobre o futuro da governança global de energia. Aliado a isso, o aparecimento de novos atores, sobretudo os Houthis, impactou diretamente o funcionamento dos fluxos comerciais de petróleo e de gás natural, principalmente no Estreito de Bab el-Mandeb, localizado no Golfo de Aden, entre o Iêmen e Djibouti. A incursão dos Houthis na região representou um elemento adicional de pressão sobre os interesses econômicos dessas grandes potências, que realizaram ataques ao grupo



para evitar um estrangulamento das rotas marítimas por onde passam embarcações de transporte do combustível fóssil.

As instabilidades oriundas dessa conjuntura evidenciam a necessidade de garantia da segurança energética, o que implica diversificar as matrizes de energia. Nesse contexto, políticas públicas voltadas para a transição a fontes mais sustentáveis tendem a ganhar espaço. Esse é o caso da China, cujo governo anunciou um Plano de Ação para a economia de energia e a redução de emissões de carbono no período 2024-2025, com o intuito de cumprir as metas estabelecidas no 14º Plano Quinquenal (2021-2025).

Não obstante os desafios importantes a serem superados para o alcance desses objetivos, são inegáveis os avanços conquistados até o momento atual. O engajamento do Estado chinês na implementação de energias de baixo carbono impactará a geopolítica global de energia. Além de poder transformar profundamente a matriz energética no mundo, contribuindo paulatinamente para a redução do uso de combustíveis fósseis, a liderança do país representa um desafio comercial e tecnológico para outros países e blocos econômicos, por exemplo, a UE e os Estados Unidos.

A crescente exportação de produtos chineses para o continente europeu, como o biodiesel e os veículos elétricos, levou as autoridades europeias a adotarem uma postura protecionista. No segundo semestre de 2024, a UE anunciou duas medidas visando proteger o seu mercado interno. No fim de agosto, decidiu adotar tarifas antidumping provisórias contra o biodiesel chinês, que passaram a ter valores entre 12,8% e 36,4%. E, no início de outubro, resolveu impor tarifas de até 45% a veículos elétricos da China. Em que pese o alto protecionismo do bloco, vale ressaltar que a penetração de produtos chineses concorre com os interesses econômicos dos Estados Unidos na Europa, o que pode servir como mais um estímulo à guerra comercial entre este país e a China.

Em um momento no qual a UE busca reduzir sua dependência energética da Rússia e diminuir, substancialmente, o uso de fontes fósseis de modo autônomo, o comércio com a China poderia ajudar o bloco a acelerar o processo de transição energética, ao descarbonizar a matriz com a entrada de mais veículos elétricos.

A propósito, na América do Sul, o fomento do comércio regional de gás natural pode representar uma oportunidade relevante para a descarbonização de setores industriais do Brasil e dos países vizinhos, mas isso depende da retomada dos projetos de integração energética. Nesse sentido, destacam-se os esforços do governo brasileiro nas negociações com a Argentina para importar gás de xisto do campo de Vaca Muerta. Em novembro do ano passado, ambos os países assinaram um memorando de entendimento que criou um grupo de trabalho bilateral para viabilizar esse projeto. A princípio, estima-se uma oferta de 2 milhões de metros cúbicos por dia, que deve aumentar para 10 milhões em três anos, atingindo 30 milhões em 2030. Ademais, apesar da queda constante de produção e fornecimento do gás natural da Bolívia nos últimos anos, o país anunciou, em julho, a descoberta de uma grande reserva de 1,7 trilhão de metros cúbicos, o que pode dar novo fôlego ao comércio sul-americano.

Além da esfera regional, o Brasil buscou retomar protagonismo global, tendo sido bem-sucedido no exercício da presidência do G20 ao longo do ano. O governo Lula conseguiu emplacar temas caros à agenda de política externa, como a agenda de combate à fome e à pobreza, a reforma das instituições internacionais, a transição energética e o combate às mudanças climáticas. Esta última temática foi trabalhada tendo como alvo a liderança brasileira na realização da COP30, este ano, em Belém, que terá grandes desafios a serem superados.

O principal deles é o retorno de Trump à presidência dos Estados Unidos a partir deste mês, o que certamente constitui um fator que pode colocar em xeque os avanços da agenda proposta pelo Brasil, minando a importância dos fóruns multilaterais como instâncias decisórias. O problema do financiamento para a consecução das metas ambientais oriundas do Acordo de Paris foi um dos elementos que levaram a um fracasso relativo da COP29. Com a chegada de Trump, qualquer tipo de ambição em relação a ações de mitigação deve ser abandonada, sobretudo quando se considera o seu histórico de aversão a pautas ambientais. A exemplo de seu primeiro mandato (2017-2021), espera-se que ele retire os Estados Unidos do Acordo de Paris e implemente políticas que garantam novo fôlego à indústria petrolífera.

Além disso, a presidência de Trump deve chacoalhar o tabuleiro do sistema internacional, tendo em vista sua contrariedade ao multilateralismo e à cooperação

internacional. As relações com a América Latina, por exemplo, já foram imediatamente tensionadas em sua primeira semana como novo governante, após a implementação de uma dura política de deportações em massa, o que levou a reações firmes dos governos do Brasil e da Colômbia. Além disso, ele já ameaçou taxar os países do Brics+ em 100% caso decidam substituir o dólar por outra moeda para transações comerciais, provavelmente temendo a recente expansão do bloco, liderado pela China. Como o Brics+ representa o fortalecimento do Sul Global em relação ao mundo desenvolvido e aprofunda a estratégia da China de ampliar sua esfera de influência global, ele serve como instrumento para acirrar a competição com os Estados Unidos por espaços de poder, por exemplo, no Oriente Médio. Ao ter atuado como mediador na retomada das relações bilaterais entre o Irã e a Arábia Saudita, a China fortalece sua liderança em escala global e rivaliza com a posição dos Estados Unidos na região. Resta observar qual direção o governo Trump adotará no seu primeiro ano de administração.

---

\* Artigo originalmente publicado no [Jornal GGN](#) em 29 de janeiro de 2025.

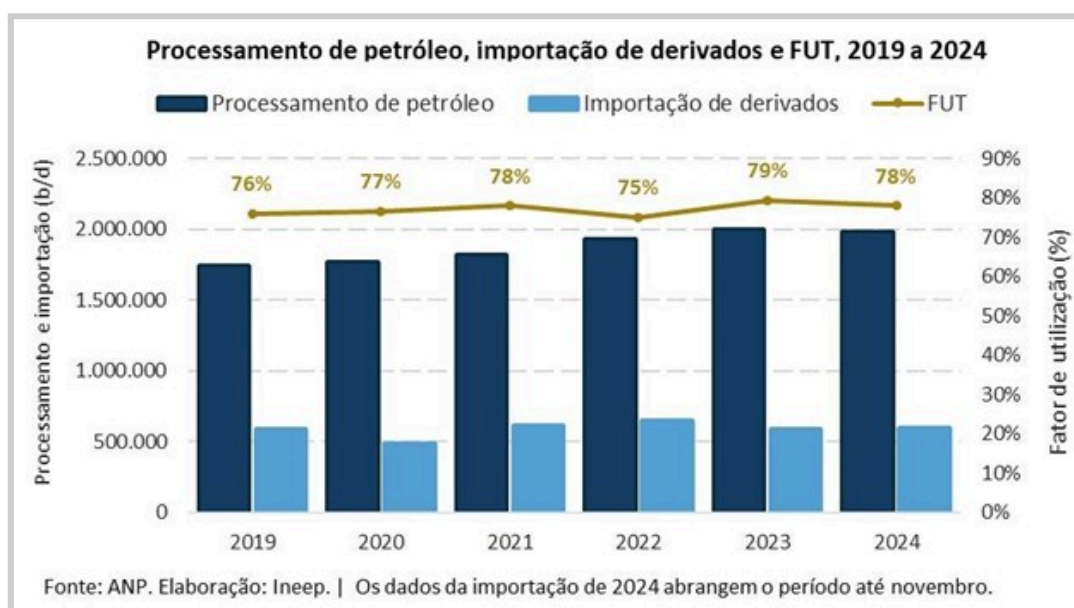
\*\* Doutor em Ciência Política pelo Instituto de Estudos Sociais e Políticos da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (IESP-UERJ) e pesquisador da área Internacional do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

# **ABASTECIMENTO E REFINO EM 2024: A NECESSÁRIA DISCUSSÃO SOBRE UMA POLÍTICA PÚBLICA PARA REDUÇÃO DAS IMPORTAÇÕES\***

**Erick Sobral Diniz\*\***

**E**m 2024, o setor de refino brasileiro apresentou avanços com a assinatura dos termos aditivos ao Termo de Cessão de Conduta (TCC) entre a Petrobras e o CADE, eliminando a obrigatoriedade de desinvestimentos pendentes de refinarias, e com as negociações para a reaquisição da Refinaria de Mataripe, na Bahia, com o intuito de ampliar o portfólio de ativos da estatal. Contudo, apesar dos esforços da companhia em 2024, inclusive com a inauguração do Complexo de Energias Boa Ventura/RJ, os investimentos permanecem insuficientes para reduzir a elevada dependência do país da importação de derivados. Essa situação é ainda agravada pela falta de uma política estruturada para o setor, o que reforça a manutenção desse cenário no médio e longo prazo.

O Plano Decenal de Expansão de Energia de 2034 (PDE 2034) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) indica que o parque de refino atual conta com 18 unidades em operação, com uma capacidade total de 2,29 milhões de barris por dia (bpd), em agosto de 2024. Conforme dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), houve crescimento do processamento de petróleo ao longo dos últimos cinco anos, com um fator de utilização total (FUT) variando entre 75,0% e 79,0% no mesmo período. Paralelamente, as importações de 2023 e 2024 se mantiveram praticamente no mesmo patamar, embora inferiores aos volumes importados em 2022. Desse modo, percebe-se certo avanço na produção nacional, ainda que insuficiente para reverter a dependência externa.



Em 2024, as refinarias da Petrobras tiveram participação significativa na produção de derivados do país. Destacaram-se a REPLAN e REVAP, unidades de refino localizadas no estado de São Paulo, que contribuíram, respectivamente, com 19,7% e 11,7% do total de petróleo processado internamente. A estatal divulgou recordes de produção de gasolina e diesel S-10 em suas instalações, com a média anual de FUT de 93,2%, comparado a 92,0% em 2023. Ainda assim, o impacto na redução de dependência externa de derivados não foi tão significativo, uma vez que o aumento do FUT não implica necessariamente em maior produção de derivados de alto valor agregado, pois isso depende da tecnologia utilizada nas instalações. Além disso, o aumento da demanda nacional pode ter reduzido os efeitos do maior uso da capacidade operacional na balança comercial de derivados.

Apesar do quadro atual de dependência, o ano de 2024 apontou avanços. O Plano de Negócios 2025-2029 divulgado pela Petrobras trabalha com a ampliação da capacidade de processamento da Refinaria Abreu e Lima (RNEST), resultando em um acréscimo total de 172 mil bpd nesse ativo. Com os projetos de revamp de outras refinarias, pretende-se adicionar 120 mil bpd, totalizando uma ampliação estimada de 292 mil bpd.

O Plano também destaca perspectivas para descarbonização do setor, demonstrando a versatilidade de investimentos em favor da transição energética. Entre as ações previstas, incluem-se investimentos em plantas para produção de Combustível Sustentável de Aviação (SAF), Diesel Verde (HVO) e Diesel com conteúdo renovável (Diesel R). Em linha com as

ações do governo federal para impulsionar a transição energética, esses novos produtos podem ganhar tração com a Lei dos Combustíveis do Futuro (Lei 14.993/2024), que, além de prever o aumento do percentual de mistura obrigatória de biocombustíveis, oferece incentivos para o SAF e o HVO, embora não inclua o diesel com conteúdo renovável.

Outro destaque de 2024 foi a retomada de atividades da Petrobras no segmento de fertilizantes, o portfólio inclui projetos como a retomada da construção da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados (UFN-III), em Três Lagoas (MS), e a reativação da fábrica de fertilizantes Araucária Nitrogenados S.A. (ANSA) no Paraná. Desse modo, a empresa retoma sua participação no abastecimento nacional de fertilizantes, contribuindo para a redução da elevada dependência da importação desse componente chave para a economia brasileira.

Já no contexto dos refinadores privados, em 2024, também ganhou relevância o caso da Refinaria de Manaus (Ream). Desde 2023, a empresa vem se envolvendo em situações de inadimplência no fornecimento de dados, de acordo com a ANP. Ademais, desde junho do ano passado, segundo dados disponibilizados pela agência, não houve registro de processamento de petróleo, com o FUT permanecendo zerado. Há, portanto, indagações se a infraestrutura em questão atua como uma refinaria ou um mero terminal na região norte. Esse fato também gerou controvérsias em torno da proposta de emendas na reforma tributária que visou conceder isenção à atividade de refino na Zona Franca de Manaus. Em janeiro de 2025, o presidente Lula sancionou a proposta liderada pelo Deputado Omar Aziz. Embora alguns setores a considerem como um estímulo à instalação de futuras unidades na região, a medida, hoje, beneficia quase exclusivamente a REAM, gerando possíveis distorções competitivas no setor.

Mesmo que sejam necessários mais avanços, o cenário do refino no Brasil em 2024 simbolizou conquistas para os trabalhadores e um esforço para frear o processo de desindustrialização. A retomada de ativos estratégicos e a ampliação da produção pela Petrobras reforçam seu papel na segurança energética por meio do aumento da oferta de derivados. Entretanto, as importações desses produtos permanecem significativas, reiterando a necessidade de investimentos na ampliação da capacidade de refino, na expansão da infraestrutura logística primária e na construção de novos ativos. Para tanto, é imprescindível implementar visões estratégicas de médio e longo prazo. O desenvolvimento de uma política

pública estruturada em favor da reindustrialização do país, do abastecimento nacional e da redução da dependência externa é condição importante para impulsionar a Nova Indústria Brasil, ordenar os investimentos no setor e garantir a geração de emprego e renda para nossa sociedade.

---

\* Artigo originalmente publicado no [TN Petróleo](#) em 7 de março de 2025.

\*\* Mestre e doutorando em Direito da Regulação pela FGV Direito Rio e pesquisador da área de Refino do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).

MARÇO DE 2025

## RETROSPECTIVA 2024

Eventos que marcaram  
o setor energético

## SIGA NOSSAS REDES SOCIAIS

Clique no ícone para ser  
redirecionado(a).



## CONTATO

✉ [redes@ineep.org.br](mailto:redes@ineep.org.br)

☎ +55 (21) 97461-8060

## ENDEREÇO

📍 Avenida Rio Branco, 133, 21º  
andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ