



ANÁLISE SETORIAL – ENERGIA

AGOSTO | 2026

Marcos Felipe Martins da Silva Praça

CNPI-T: EM-9505

Nenhuma parte do conteúdo deste canal deve ser interpretada como oferta, negociação ou solicitação de valores mobiliários ou outros instrumentos financeiros.

Indústria de Petróleo e Gás

O Brasil no contexto global

Eixos analisados

- Mercado, oferta, demanda e preços
- Regulação, ANP, regimes contratuais e licenciamento
- Financeiro, resultados, investimentos e dividendos
- ESG, emissões, transição energética e riscos socioambientais

Elaborado em agosto de 2026

Fontes: EIA · IEA · OPEP · ANP · Petrobras

INTRODUÇÃO: Petróleo em AGOSTO/26

O setor de petróleo e gás atravessa, em 2026, um ano de forte volatilidade de curto prazo sobreposta a um enfraquecimento estrutural de longo prazo. Isso quer dizer que o setor oscila muito no curto prazo, mas tende a perder força ao longo dos anos. No plano imediato, o conflito no Oriente Médio e as severas restrições à navegação e aos embarques pelo Estreito de Ormuz (do fim de fevereiro a junho de 2026) provocaram oscilações extremas nos preços: o Brent futuro saltou de cerca de US\$ 63/barril no início do ano para picos superiores a US\$ 120, enquanto algumas referências físicas do Mar do Norte registraram cotações ainda mais elevadas no auge da crise, antes de recuar. No plano estrutural, agências como IEA e EIA projetam excedente de oferta, desaceleração da demanda e queda de preços em direção à faixa de US\$ 60–70/barril em 2027.

Nesse cenário, o Brasil se consolida como um dos principais motores do crescimento da oferta mundial fora da OPEP+, ao lado de Estados Unidos, Guiana, Canadá e Argentina. A produção brasileira de petróleo ultrapassou pela primeira vez a marca de 4 milhões de barris por dia em outubro de 2025, impulsionada pelo pré-sal e pela entrada de novas plataformas. A Petrobras registrou produção recorde no 2º trimestre de 2026 e mantém um plano de investimentos robusto, mas ainda fortemente concentrado em óleo e gás, o que expõe tensões com as metas climáticas e com a controversa fronteira exploratória da Margem Equatorial.

US\$ 74/bbl

Brent médio projetado
(EIA, 3º tri/2026)

3,34 mi

boe/d, produção própria
Petrobras (2T26)

US\$ 109 bi

Capex Petrobras
2026–2030

~12%

do Capex em transição
energética

Força operacional hoje, desafios maiores amanhã

Alta resiliência operacional e financeira no curto prazo, sustentada pelo pré-sal de baixo custo, convive com riscos de médio prazo: preços em queda, pressão climática crescente e dependência de uma nova fronteira (Foz do Amazonas) ainda cercada de incerteza ambiental e regulatória.

Panorama de mercado: oferta, demanda e preços

Contexto global

O mercado global de petróleo entrou em 2026 marcado por excedente estrutural de oferta. O crescimento da produção mundial desde 2025 foi puxado, em mais da metade, por produtores fora da OPEP+, sobretudo o quinteto das Américas (EUA, Canadá, Brasil, Guiana e Argentina), enquanto a Arábia Saudita liderou a retomada da oferta da OPEP+ com a reversão gradual dos cortes. Do lado da demanda, o crescimento perdeu força: a IEA projeta um platô em torno de 105,5 milhões de barris/dia até 2030, com a demanda chinesa a caminho de atingir seu pico ainda nesta década, pressionada pela eletrificação do transporte e pela expansão de veículos elétricos.

Esse equilíbrio frouxo foi violentamente perturbado por um choque geopolítico. Com o conflito no Oriente Médio, as severas restrições à navegação e aos embarques pelo Estreito de Ormuz, um dos principais pontos de estrangulamento do comércio mundial de petróleo, entre o fim de fevereiro e junho de 2026, reduziram a disponibilidade de petróleo e fizeram os preços dispararem. Segundo a IEA, algumas referências físicas do Mar do Norte (North Sea Dated) chegaram a cerca de US\$ 144/barril no pico da crise, em meados de abril de 2026, antes de recuar. Em 18 de junho de 2026, um memorando de entendimento entre EUA e Irã abriu caminho para a normalização dos embarques, e os preços iniciaram trajetória de queda.

O choque do Estreito de Ormuz (2026)

As severas restrições à navegação e aos embarques pelo estreito, entre o fim de fevereiro e junho de 2026, reduziram a disponibilidade de petróleo e elevaram fortemente os prêmios de risco. Uma vez sinalizada a resolução, as agências reduziram suas projeções: a EIA passou a estimar Brent em torno de US\$ 74/barril no 3º trimestre de 2026 e prevê acúmulo de estoques puxando o preço para cerca de US\$ 65/barril na média de 2027.

As projeções de preço divergem conforme a hipótese sobre a duração da disrupção e o ritmo do excedente. A tabela abaixo sintetiza estimativas de referência:

Fonte	Cenário para 2026	Cenário para 2027/2030	Observação
EIA (STEO)	Brent ~US\$ 74/bbl (3º tri)	Brent ~US\$ 65/bbl (média 2027)	Acúmulo de estoques pressiona preços
IEA	Excedente amplo de oferta	Demanda em platô (~105,5 mb/d até 2030)	Capacidade tende a superar a demanda, ampliando a folga do mercado
J.P. Morgan	Brent ~US\$ 78–86/bbl (2º sem.)	Brent US\$ 60–65/bbl	Fundamentos estruturalmente frouxos
OPEP	Demanda ~106,5 mb/d	Oferta non-DoC +0,6 mb/d	Mais otimista; non-DoC = fora da OPEP+ (Declaration of Cooperation)

As faixas são projeções sujeitas a revisão; choques geopolíticos ou mudanças na política de produção da OPEP+ podem alterar rapidamente o quadro.

O Brasil no mercado global

O Brasil é hoje um dos protagonistas do crescimento da oferta não-OPEP+. Segundo dados oficiais, a produção brasileira de petróleo ultrapassou pela primeira vez a marca de 4 milhões de barris por dia em outubro de 2025, favorecida pela entrada de novos FPSOs em águas profundas. Entre eles, o campo de Bacalhau, operado pela Equinor, é o primeiro grande desenvolvimento do pré-sal brasileiro conduzido por uma operadora internacional. EIA e OPEP apontam Brasil, Guiana, Canadá e Argentina como os principais vetores da expansão da oferta mundial em 2026. Ainda assim, a IEA observa que o horizonte de crescimento brasileiro e norte-americano perdeu parte do fôlego, com projetos aprovados diminuindo após 2027.

Posição estratégica

A força competitiva do Brasil está no pré-sal: reservatórios de alta produtividade e custo de extração baixo, que garantem resiliência mesmo em cenários de preço deprimido. O desafio é a reposição de reservas à medida que o pré-sal se aproxima do pico de produção, previsto, segundo projeções do setor, para o início da próxima década.

Estrutura do setor e agentes

A cadeia de petróleo e gás organiza-se em três grandes elos: upstream (exploração e produção, E&P), midstream (transporte, processamento e logística) e downstream (refino, distribuição e comercialização). No Brasil, embora a abertura do mercado tenha ampliado a concorrência, a estrutura ainda é fortemente influenciada pela Petrobras.

Agente	Papel no setor	Destaques
Petrobras	Operadora dominante em E&P, refino e gás	Principal produtora de petróleo e gás e maior agente do refino no Brasil
Majors internacionais	Sócias em consórcios e novas fronteiras	ExxonMobil, Shell, TotalEnergies, Chevron, Equinor, CNPC
Independentes / juniores	Campos maduros e ativos desinvestidos	Expandiram-se com a venda de ativos pela Petrobras
ANP	Agência reguladora do setor	Conduz leilões, fiscaliza e regula E&P, refino e distribuição
IBAMA	Licenciamento ambiental	Autoridade sobre a exploração na Margem Equatorial

No 2º trimestre de 2026, a Petrobras registrou produção recorde. Convém distinguir dois conceitos: a produção própria, parcela economicamente pertencente à companhia, somou cerca de 3,34 milhões de boe/d; já a produção operada, que inclui a participação de parceiros nos campos operados pela empresa, atingiu 4,87 milhões de boe/d, dos quais 4,24 milhões vieram do pré-sal. O campo de Búzios superou, pela primeira vez, a média mensal de 1 milhão de barris/dia em junho de 2026, consolidando-se como o principal ativo da companhia.

Ambiente regulatório

O marco regulatório brasileiro combina diferentes regimes contratuais, cada um adequado a um perfil de risco geológico e potencial das áreas:

- Concessão, regime mais tradicional; a operadora assume o risco exploratório e detém a produção, pagando royalties e participações. É o modelo dos leilões da Oferta Permanente de Concessão (OPC) da ANP.
- Partilha de produção, aplicado às áreas do polígono do pré-sal; a União fica com um percentual do óleo excedente, gerido pela Pré-Sal Petróleo (PPSA).

- Cessão onerosa, direitos cedidos à Petrobras para produção em volumes definidos, com posteriores rodadas de excedentes.

A ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) conduz os leilões, fiscaliza contratos e regula toda a cadeia. O modelo de Oferta Permanente mantém áreas continuamente disponíveis, dando previsibilidade aos investidores.

A nova fronteira: Margem Equatorial e Foz do Amazonas

O ponto regulatório mais sensível do momento é a abertura da Margem Equatorial, faixa litorânea que vai do Rio Grande do Norte ao Amapá e que reúne várias bacias sedimentares (entre elas Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar). A Foz do Amazonas é apenas uma dessas bacias, ainda que seja a mais visada e controversa. A indústria vê a região como a principal nova fronteira exploratória do país, geologicamente análoga às descobertas bilionárias de Guiana e Suriname. No 5º Ciclo da Oferta Permanente (junho de 2025), a **Petrobras arrematou dez blocos na Bacia Foz do Amazonas e três na Bacia de Pelotas**, em parceria com a ExxonMobil, desembolsando cerca de R\$ 139 milhões. Em junho de 2026, a ANP aprovou o estudo de mais 86 blocos na Margem Equatorial (36 na Foz do Amazonas, 25 em Pará-Maranhão e 25 em Barreirinhas). Esses blocos, contudo, ainda dependem de análise ambiental, manifestação conjunta dos ministérios e audiência pública, e não integraram o 6º ciclo previsto para outubro de 2026; uma eventual oferta poderá ocorrer em ciclos posteriores, desde que concluídas as etapas regulatórias e ambientais. Avanços nas licenças podem ampliar reservas e produção; atrasos ou restrições aumentam riscos, custos e incertezas sobre a geração de valor da companhia, algo que afeta diretamente no crescimento futuro da Petrobras e, claro, nos resultados para o investidor.

Tensão regulatório-ambiental

A exploração da Foz do Amazonas depende de licença do IBAMA e enfrenta forte resistência de ambientalistas, comunidades e povos originários. A região abriga extensas áreas de manguezais, ecossistemas de elevada biodiversidade e grande capacidade de armazenamento de carbono. Em documento ao IBAMA no processo do bloco FZA-M-59, a própria Petrobras reconheceu que um eventual vazamento poderia atingir a costa do Amapá. A companhia obteve avanços no licenciamento em 2026 e destinou cerca de US\$ 3 bilhões até 2029 à exploração na bacia, mas o tema permanece juridicamente contestado.

Análise financeira

A Petrobras, como principal agente do setor, oferece o melhor termômetro financeiro da indústria no Brasil. Em 2025, mesmo com o Brent médio caindo 14% para cerca de US\$ 69/barril, a companhia apresentou resultados resilientes, sustentados por maior utilização das refinarias, mix de ativos favorável e efeito cambial.

Indicador financeiro (2025)	Valor
EBITDA ajustado	US\$ 42,5 bilhões
Lucro líquido	US\$ 19,6 bilhões
Fluxo de caixa operacional	US\$ 36 bilhões
Investimento em E&P	~US\$ 17 bilhões (84% do Capex)
Reservas incorporadas	1,7 bilhão de barris (índice de reposição de 175%)
Dívida bruta (fim de 2025)	US\$ 69,8 bilhões

Valores em dólares conforme divulgações da companhia e conversões de mercado; a Petrobras reporta grande parte dos resultados em reais. "EBITDA ajustado" e "lucro líquido" podem diferir de "EBITDA recorrente" e do "lucro atribuível aos acionistas", e o índice de reposição de reservas (adições sobre produção do período) não equivale ao aumento líquido das reservas totais.

Plano de Negócios 2026–2030

O conselho da Petrobras aprovou, em novembro de 2025, um plano de US\$ 109 bilhões em investimentos para 2026–2030 (US\$ 91 bilhões na Carteira em Implantação Alvo e US\$ 18 bilhões na Carteira em Avaliação), valor 1,8% menor que o do plano anterior, ajustado a cenários de preço mais baixos. Dentro da Carteira em Implantação Alvo, cerca de US\$ 10 bilhões estão condicionados a avaliações de financiabilidade, não sendo, portanto, igualmente firmes. O foco permanece em óleo e gás, com a estratégia de dupla resiliência (baixo custo e baixa emissão). Principais diretrizes:

- Pico de produção projetado em 2,7 milhões de barris/dia em 2028, com oito novos sistemas de produção e cerca de 100 poços complementares.

- Expansão da capacidade de refino para 2,1 milhões de barris/dia até 2030.
- Potencial de distribuição de US\$ 45 a 50 bilhões em dividendos no período, condicionado à geração de caixa, ao preço do petróleo, ao câmbio e à execução do Capex.
- Impacto estimado de 311 mil empregos e R\$ 1,4 trilhão em tributos em cinco anos.

Leitura do mercado

Analistas consideraram o plano ambicioso: o Capex elevado no curto prazo e premissas de preço de longo prazo vistas como otimistas frente à curva do petróleo geram dúvida sobre o espaço para dividendos extraordinários. Por outro lado, a melhor execução do Capex nos últimos anos reforçou a credibilidade do guidance.

Dimensão ESG (riscos) e transição energética

A sustentabilidade é, ao mesmo tempo, vetor de risco e oportunidade para o setor. O petróleo responde por parcela relevante das emissões globais de gases de efeito estufa, e a pressão de investidores, reguladores e sociedade por descarbonização é crescente.

No cenário-base da IEA (referência), a demanda mundial por combustíveis refinados tende a atingir um pico por volta de 2027, enquanto a demanda total de petróleo se aproxima de um platô (cerca de 105,5 milhões de barris/dia) no fim da década.

A Petrobras adota a ambição de neutralizar suas emissões operacionais (escopos 1 e 2) até 2050 e destina US\$ 13 bilhões (cerca de 12% do Capex 2026–2030) à transição energética, incluindo:

- Combustíveis de baixo carbono: etanol, biodiesel, biometano, diesel renovável, SAF (combustível sustentável de aviação) e biobunker.
- Parcerias em energia solar fotovoltaica e eólica onshore para autogeração renovável.
- Projetos em captura, uso e armazenamento de carbono (CCUS), hidrogênio de baixa emissão e armazenamento de energia.
- Descarbonização das operações e renovação da frota marítima (navios de cabotagem e embarcações de apoio).

O dilema central do setor

Há uma tensão estrutural entre expandir fronteiras fósseis (Margem Equatorial) e liderar a transição energética justa. Críticos argumentam que apenas cerca de 12% do Capex total está diretamente associado à transição energética, enquanto a maior parcela permanece vinculada aos negócios tradicionais (E&P, refino, gás, logística e petroquímica); defensores sustentam que o petróleo de baixo custo e baixa emissão financia a própria transição e garante segurança energética. O equilíbrio entre esses objetivos definirá a sustentabilidade do setor no longo prazo.

Síntese estratégica (SWOT)



Forças

- Pré-sal de alto rendimento e baixo custo de extração
- Recordes sucessivos de produção e eficiência operacional
- Geração de caixa robusta e reposição de reservas acima de 100%



Fraquezas

- Alta dependência de óleo e gás e da commodity
- Capex elevado e sensibilidade a quedas de preço
- Portfólio de baixo carbono ainda pequeno frente ao fóssil



Oportunidades

- Margem Equatorial como nova fronteira de classe mundial
- Demanda resiliente em Ásia (Índia) no médio prazo
- Expansão em gás natural, biocombustíveis e CCUS



Ameaças

- Excedente global de oferta e preços em queda até 2027
- Pressão climática, regulatória e judicial (licenciamento)
- Pico de demanda por refinados e transição acelerada

Riscos e perspectivas

O horizonte do setor combina resiliência de curto prazo com transformação de médio prazo. Os principais fatores a monitorar são:

Fator	Direção	Implicação para o setor
Preço do petróleo	queda (2026–2027)	Comprime margens; testa premissas de Capex
Geopolítica (Ormuz/Rússia)	volátil	Prêmio de risco e picos súbitos de preço
Produção do Brasil	alta até ~2028	Ganho de market share fora da OPEP+
Licenciamento ambiental	incerto	Define acesso à Margem Equatorial
Transição energética	acelera	Pico de refinados; pressão sobre demanda fóssil

No curto prazo, a combinação de pré-sal produtivo, refino em alta utilização e caixa forte sustenta resultados sólidos. No médio prazo, o setor precisará equilibrar a queda esperada de preços, a reposição de reservas via novas fronteiras e a inevitável ampliação do portfólio de baixo carbono. A capacidade de executar essa transição de forma economicamente disciplinada, sem destruir valor nem ignorar riscos socioambientais, será o principal diferencial competitivo da indústria brasileira na próxima década.

Considerações finais para o investidor

O setor de petróleo brasileiro chega a 2026 em posição de força operacional e financeira, com produção recorde e papel de destaque no crescimento da oferta mundial. Essa robustez, contudo, está ancorada em um ciclo de preços que tende a se enfraquecer e em uma matriz energética global em transformação.

A questão estratégica não é se o Brasil continuará relevante no mercado mundial de petróleo, mas como o setor administrará a coexistência entre a expansão fóssil e os compromissos climáticos, sobretudo diante do dilema da Margem Equatorial. Uma análise setorial responsável deve, portanto, ponderar simultaneamente os quatro eixos aqui tratados: mercado, regulação, finanças e ESG, pois é na interação entre eles que se define o futuro do agente.

Principais fontes consultadas

U.S. Energy Information Administration (Short-Term Energy Outlook, 2026) · International Energy Agency (Oil Market Report e Oil 2025) · OPEP (relatórios mensais) · J.P. Morgan Global Research · Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) · Petrobras (Relatório de Produção e Vendas 2T26, resultados 2025 e Plano de Negócios 2026–2030) · veículos setoriais e de imprensa econômica (CNN Brasil, Forbes Brasil, Exame, InfoMoney, eixos, ClimaInfo).
Dados coletados em agosto de 2026; projeções de preço e produção estão sujeitas a revisão.
Documento de caráter analítico e informativo. Não constitui recomendação de investimento.

! DISCLAIMER:

As opiniões aqui expressas refletem o entendimento pessoal e independente do Diretor de Análise MARCOS FELIPE MARTINS DA SILVA PRAÇA, CNPI-T (EM-9505), inclusive em relação à pessoa jurídica à qual está vinculado. Este relatório não constitui oferta nem garantia de resultado, e o investidor é o único responsável por suas decisões. A Zero Markets Brasil Consultoria e Análise de Valores Mobiliários LDTA, CNPJ 56.964.932/0001-09, credenciada perante a APIMEC Brasil, declara, nos termos do art. 22 da Resolução CVM nº 20/2021, não haver situação que afete a imparcialidade deste relatório ou configure conflito de interesses, ressalvado o que, se existente, será divulgado no próprio relatório.