INFORME DPG Nº 04/26

Indicadores de Monitoramento da Política de E&P

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "*double sided*")

INFORME DPG Nº 04/26

Indicadores de Monitoramento da Política de E&P

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Renato Cabral Dias Dutra

Empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outros.

Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis Interino

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretora de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

http://www.epe.gov.br

Sede
Esplanada dos Ministérios Bloco "U"
Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar
Brasília – DF – CEP: 70.065-900

Escritório Central
Praça Pio X, n.º 54 – 2º andar
20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Rio de Janeiro
Julho de 2026

Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Superintendência de Petróleo

Coordenação Geral

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Coordenação Executiva

Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Marcelo Ferreira Alfradique

Regina Freitas Fernandes

Equipe Técnica

Adriana Queiroz Ramos

Deise dos Santos Trindade Ribeiro

Isis de Oliveira Fernandes

Péricles de Abreu Brumati

Roberta de Albuquerque Cardoso

Rubens Fausto José M. da Cunha Ribeiro

Victor Hugo Trocate da Silva

Victor Rezende dos Santos

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "*double sided*")

SUMÁRIO

1. Introdução 8

2. Objetivo 9

3. Indicadores de Monitoramento da Política de E&P 9

3.1. Pilar 1 – Estratégia 9

3.1.1. Relação entre reservas e produção de petróleo e gás natural - R/P 10

3.1.2. Índice de Reposição de Reservas de petróleo e gás natural – IRR 12

3.1.3. Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional 12

3.1.4. Percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria de petróleo em exploração e produção no mundo 14

3.1.5. Número de Blocos e Área sob contrato 19

3.2. Pilar 2 – Desenvolvimento da Atividade 21

3.2.1. Número de Poços Exploratórios Perfurados 21

3.2.2. Taxa de Sucesso Exploratório 23

3.2.3. Declaração de Comercialidade 25

3.2.4. Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás 27

3.3. Pilar 3 – Desempenho e Eficiência 29

3.3.1. Fator de Recuperação (FR) Médio das Bacias e Fator de Recuperação Atual (FRa) 29

3.3.2. Índice de Utilização do Gás Associado (IUGA) 31

3.3.3. Intensidade de Carbono das Atividades de Exploração e Produção (IC) 34

4. Considerações Finais 37

5. Referências Bibliográficas 40

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Relação entre reserva e produção de petróleo. (Fonte: Elaboração própria EPE).....11
Tabela 2 - Relação entre reserva e produção de gás natural. (Fonte: Elaboração própria EPE) 11
Tabela 3 - IRR brasileiro para petróleo e gás natural (%) – Reserva e Produção: MMboe. (Fontes: Elaboração própria a partir de ANP, 2025a; ANP, 2025b e ANP, 2025c).....12
Tabela 4 - Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional. (Fonte: Elaboração própria, a partir de OPEC, 2026). 14
Tabela 5 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo. (Fonte: Elaboração própria EPE).....27
Tabela 6 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro gás. (Fonte: Elaboração própria EPE).....28
Tabela 7 - Fator de recuperação médio e atual das bacias brasileiras. (Fonte: Elaboração própria EPE) 30

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Organização conceitual dos indicadores utilizados no Monitoramento da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás. Fonte: Elaboração Própria 9
Figura 2 - Evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P. 10
Figura 3 - Evolução da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P. (Fonte: Elaboração própria EPE) 11
Figura 4 - Volume de exportações de petróleo e receita auferida. (Fonte: Elaboração própria EPE com base nos dados de ANP, 2025f) 13
Figura 5 - Investimentos em upstream (petróleo) entre 2016 e 2026 (projeção).(Fonte: (IEA, 2026b) 15
Figura 6 - Investimento em E&P por tipo de empresa, 2015-2025. (Fonte: IEA, 2026b) 16
Figura 8 - Histórico de custos em upstream no mundo (CAPEX+OPEX+ABEX+E&A_inc Seismic). Fonte: Elaboração própria, com base em dados de S&P GLOBAL, 2025b 18
Figura 7 - Distribuição anual dos investimentos (CAPEX) da Carteira em Implantação Alvo (US$ bilhão). (Fonte: Petrobras, 2026b) 18
Figura 9 - Histórico de Blocos e Áreas sob contrato por ambiente. Fonte: ANP, 2026m 19
Figura 10 - Número de Blocos Contratados e Área contratada por Bacia Sedimentar (Ano-Base 2025). Fonte: ANP, 2026m 20
Figura 11 - Histórico de Poços Exploratórios Perfurados por Ambiente. Fonte: ANP, 2026m.....22
Figura 12 - Histórico da Taxa de Sucesso Exploratório no Brasil. Fonte: ANP, 2026m 24
Figura 13 - Histórico de Declarações de Comercialidade por ambiente. Fonte: ANP, 2026m.....26
Figura 14 - Histórico da Produção Média Nacional e do IUGA médio. Fonte: ANP, 2026n. Elaboração Própria 33
Figura 15 - Histórico da Produção Líquida Nacional de Óleo e Gás e a Intensidade de Carbono associada a esta produção. Fonte: ANP, 2025 35
Figura 16 - Histórico da Intensidade de Carbono por ambiente e Intensidade de Metano por ambiente em 2024. Fonte: ANP, 2025 35

ÍNDICE DE SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
AP	Águas Profundas
AR	Águas Rasas
AUP	Águas Ultraprofundas
BAR	Boletim Anual de Reservas
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
E&P	Exploração e produção
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FOB	*Free on board*
IEA	International Energy Agency
IRR	Índice de reposição de reservas de petróleo e gás natural
MC	Mar Costeiro
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior
MME	Ministério de Minas e Energia
Opep	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
Secex	Secretaria de Comércio Exterior
TC	Terra Costeira
TI	Terra Interior

1. Introdução

O monitoramento da eficácia de implementação da Política de E&P, em atendimento à Resolução CNPE n.º 17/2017, é elaborado por meio do acompanhamento da evolução dos indicadores previstos na Nota Técnica DPG-SPT n.º 02/2018. No documento, são apresentados os conceitos e as metodologias para cada um destes indicadores. Os indicadores[1] a serem atualizados anualmente são:

I – relação entre as reservas e a produção de petróleo e gás natural – R/P;

II – índice de reposição de reservas de petróleo e gás natural – IRR;

III – período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás;

IV – fator de recuperação médio das bacias;

V – percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional;

VI – percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria do petróleo em exploração e produção (E&P) no mundo.

Com o objetivo de proporcionar uma visão mais abrangente da evolução do setor de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, este informe passa também a incorporar indicadores complementares relacionados à atividade exploratória, à eficiência operacional e à sustentabilidade das operações. Esses indicadores adicionais não substituem os indicadores estabelecidos pela Resolução CNPE n.º 17/2017, mas complementam sua análise, refletindo transformações observadas no setor nos últimos anos e ampliando a efetividade de monitoramento da política de E&P.

Para fins de organização e análise, os indicadores de monitoramento foram agrupados em três pilares temáticos, que permitem avaliar a Política de E&P sob as perspectivas da estratégia setorial, do desenvolvimento da atividade e do desempenho operacional. São eles:

Pilar 1 – Estratégia, que avalia a capacidade do país de garantir a oferta futura de petróleo e gás natural e manter sua atratividade para investimentos;

Pilar 2 – Desenvolvimento da Atividade, que acompanha a evolução da atividade exploratória e a transformação de recursos prospectivos em novos projetos de produção;

Pilar 3 – Desempenho e Eficiência, que monitora a eficiência operacional dos ativos, o aproveitamento dos recursos produzidos e aspectos associados à sustentabilidade das atividades de E&P.

A estrutura geral dos indicadores contemplados neste informe é apresentada na Figura 1, que sintetiza a lógica de monitoramento adotada e a distribuição dos indicadores entre os diferentes pilares de análise.

Após a apresentação dos objetivos do estudo, os capítulos seguintes detalham os indicadores selecionados, suas metodologias e os resultados observados para o ano-base de 2025.

[1] A metodologia para o cálculo dos indicadores está descrita na Nota Técnica DPG-SPT n.º 02/2018 denominada Indicadores de Monitoramento da Política de E&P (EPE, 2018), já citada.

A EPE se exime de quaisquer responsabilidades sobre decisões ou deliberações tomadas com base no uso das informações contidas neste informe, assim como pelo uso indevido dessas informações.

Figura 1 - Organização conceitual dos indicadores utilizados no Monitoramento da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás. Fonte: Elaboração Própria

2. Objetivo

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), desde 2019, publica o informe *Indicadores de Monitoramento da Política de E&P*, com base na Nota Técnica DPG-SPT n.º 02/2018 (EPE, 2018), que aborda a metodologia utilizada na obtenção dos indicadores de monitoramento da eficácia de implementação da política de Exploração e Produção (E&P) que trata a Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) n.º 17/2017 (Brasil, 2017). A periodicidade da atualização dos indicadores é anual.

O presente informe tem por objetivo divulgar a atualização de Indicadores de Monitoramento selecionados, para o ano base de 2025.

3. Indicadores de Monitoramento da Política de E&P

3.1. Pilar 1 – Estratégia

O Pilar Estratégia reúne indicadores voltados ao acompanhamento da capacidade do país de assegurar a oferta futura de petróleo e gás natural e de manter sua atratividade para investimentos em exploração e produção.

Os indicadores selecionados permitem avaliar a reposição de reservas, a inserção do Brasil no mercado internacional de petróleo e sua competitividade na atração de capital para novos projetos, fornecendo uma visão de longo prazo sobre o posicionamento estratégico do setor de E&P brasileiro.

3.1.1. Relação entre reservas e produção de petróleo e gás natural - R/P

A relação entre as reservas e a produção (R/P) de petróleo e gás natural é um fator que fornece subsídio sobre o tempo de esgotamento de reservas, sendo representada em anos. Considerando as reservas brasileiras 1P existentes no Boletim Anual de Reservas (BAR) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de 2025 (ANP, 2026a), a reserva de petróleo é de 17,488 bilhões de barris e a de gás natural é de 572,752 bilhões de m³ (ANP, 2026b).

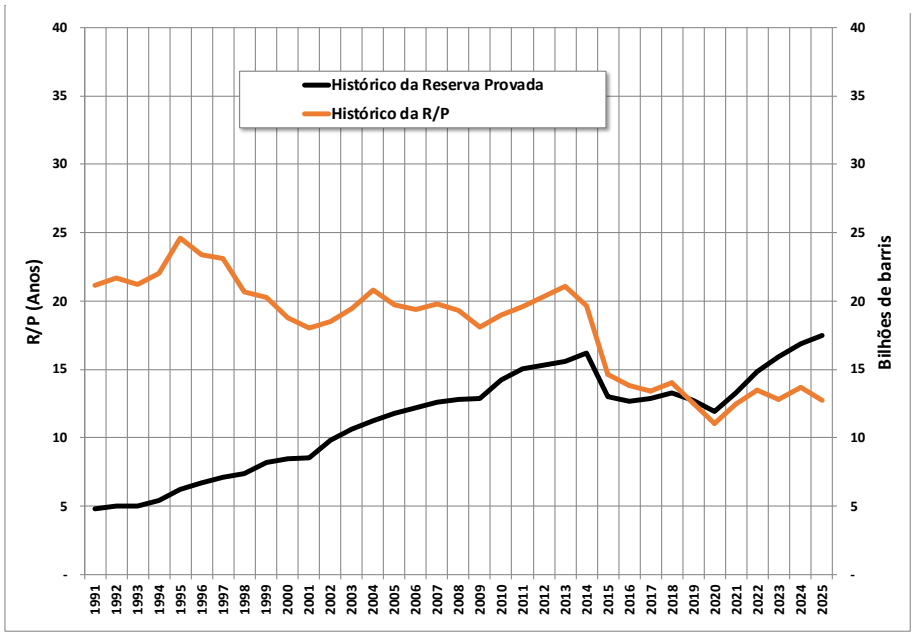
De acordo com os dados de produção, também disponibilizados pela ANP (ANP,2026c), em 2025, a produção de petróleo e gás natural atingiu a marca de 4,897 milhões de barris de óleo equivalente/dia, sendo 12,7% maior que o recorde alcançado em 2023, que foi de 4,344 milhões de barris de óleo equivalente/dia.

A produção total acumulada de petróleo em 2025 foi de 1,376 bilhão de barris de petróleo (média anual de 3,770 milhões de barris por dia), o que representa uma elevação de aproximadamente 11,97% em relação ao ano de 2024, e de 65,422 bilhões de m³ de gás natural (média anual de 179 milhões de metros cúbicos/dia), sendo um aumento de 16,68% em relação ao ano de 2024. A produção acumulada total em 2025 foi de 1,787 bilhão de barris de óleo equivalente, representando um acréscimo de 13,01% em relação ao ano de 2024. Os reservatórios do pré-sal foram responsáveis por 79,63% da produção nacional, em óleo equivalente, em 2025. (ANP, 2026c e 2026d)

É possível observar na Figura 2 uma tendência geral de redução na R/P de petróleo de 2014 até 2020, refletindo a redução da reserva provada em contraste com o crescimento da produção. A razão R/P no ano de 2025 foi estimada em aproximadamente 12,71 anos para petróleo, justificada pelo aumento das reservas e aumento mais expressivo na produção de petróleo. Em 2025, a reserva provada de petróleo aumentou 3,8% com relação ao ano anterior e a produção apresentou um aumento considerável de 12% para o mesmo período, com destaque para os campos de Tupi, Búzios, Mero, Itapu e Jubarte.

Figura 2 - Evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P.

(Fonte: Elaboração própria EPE)



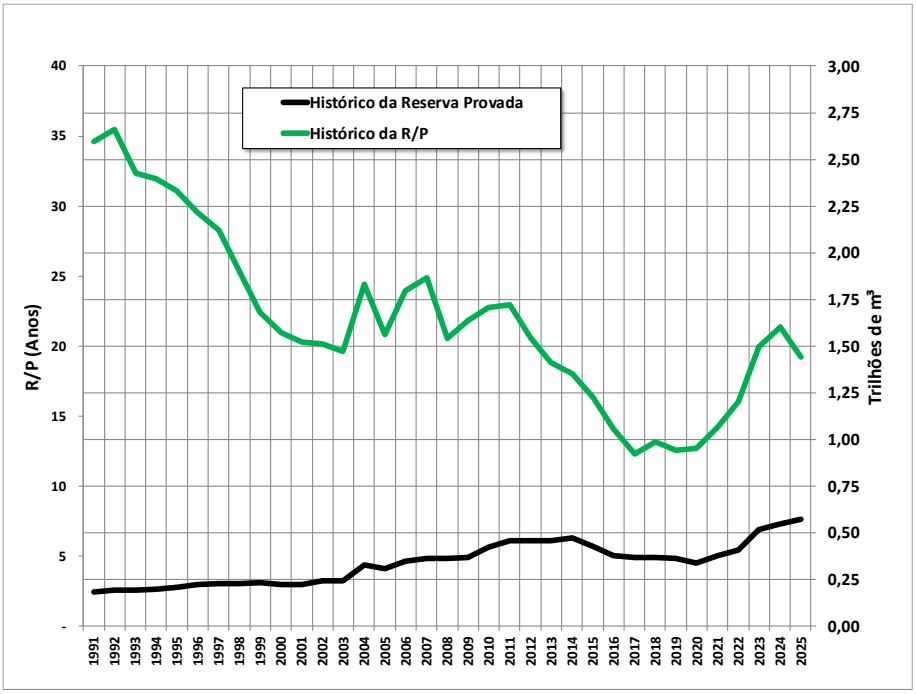
A Tabela 1 apresenta a relação entre reserva e produção de petróleo em detalhe para os últimos três anos. Observa-se uma redução de aproximadamente 7% na R/P do petróleo entre 2024 e 2025, com elevação da reserva 1P em 3,8%.

Tabela 1 - Relação entre reserva e produção de petróleo. (Fonte: Elaboração própria EPE)

	2023	2024	2025
Reservas 1P (bilhões bbl)	**15,9**	**16,8**	**17,5**
Produção Acumulada (milhões bbl)	**1.242**	**1.229**	**1.376**
R/P (anos)	**12,8**	**13,7**	**12,7**

Na Figura 3 observa-se um declínio de R/P de gás natural após o ano de 1992, chegando a um R/P de aproximadamente 20 anos em 2003, mantendo-se num patamar médio nesse valor nos anos seguintes, declinando gradativamente até alcançar 12 anos em 2017, voltando a crescer ligeiramente em 2022 e em 2023 retornando ao valor de 20 anos. Em 2024 ocorreu um novo crescimento, chegando ao valor de 21,3 anos. Em 2025, observa-se um declínio de R/P, possuindo o valor de 19,22 anos.

Figura 3 - Evolução da evolução da reserva provada de gás natural e da relação R/P. (Fonte: Elaboração própria EPE)



A Tabela 2 apresenta a relação entre reserva e produção para o gás natural, em detalhe para os últimos três anos. Observa-se um aumento de 4,9% nas reservas 1P e queda de aproximadamente 10% da R/P de gás natural, comparado ao ano anterior.

Tabela 2 - Relação entre reserva e produção de gás natural. (Fonte: Elaboração própria EPE)

	2023	2024	2025
Reservas 1P (bilhões de m³)	**517**	**546**	**573**
Produção Acumulada (Bilhões de m³)*	**26,0**	**25,6**	**29,8**
R/P (anos)	**19,9**	**21,3**	**19,2**

*Descontado o volume injetado da produção de gás natural.

Os projetos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural mantiveram trajetória positiva em 2025, impulsionados pelo avanço de leilões estratégicos e pela continuidade da expansão do pré-sal brasileiro. Entre os principais destaques do ano, sobressaiu-se a realização do 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão, promovido pela ANP, reforçando o interesse da indústria em novas áreas exploratórias e sinalizando continuidade dos investimentos em *upstream* no país. No regime de partilha de produção, avançaram também as ofertas de áreas do pré-sal, com destaque para o 3º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha, voltado à ampliação da atividade exploratória em áreas de elevado potencial. Adicionalmente, o leilão de petróleo da União conduzido pela PPSA registrou a venda de aproximadamente 74,5 milhões de barris de petróleo, com potencial de arrecadação estimado em cerca de R$ 28 bilhões para os cofres públicos ao longo de dois anos. Paralelamente, a Petrobras manteve sua estratégia de recomposição de reservas e de expansão seletiva de seu portfólio exploratório, com foco em ativos de maior retorno, especialmente em águas profundas e ultraprofundas, consolidando o pré-sal como atual principal vetor de crescimento da produção nacional e reforçando a relevância estratégica do setor para a segurança energética e para a geração de receitas pública.

3.1.2. Índice de Reposição de Reservas de petróleo e gás natural – IRR

O Índice de Reposição de Reservas (IRR) corresponde à variação de volume recuperável provado de óleo e gás entre dois períodos, em relação à produção anual. O IRR calculado atualizado para o ano de 2025 pode ser consultado na Tabela 3, juntamente com os IRR dos dois anos anteriores, onde se observa uma redução no IRR, mesmo com o aumento das reservas provadas e uma pequena redução da Produção, em relação ao ano anterior.

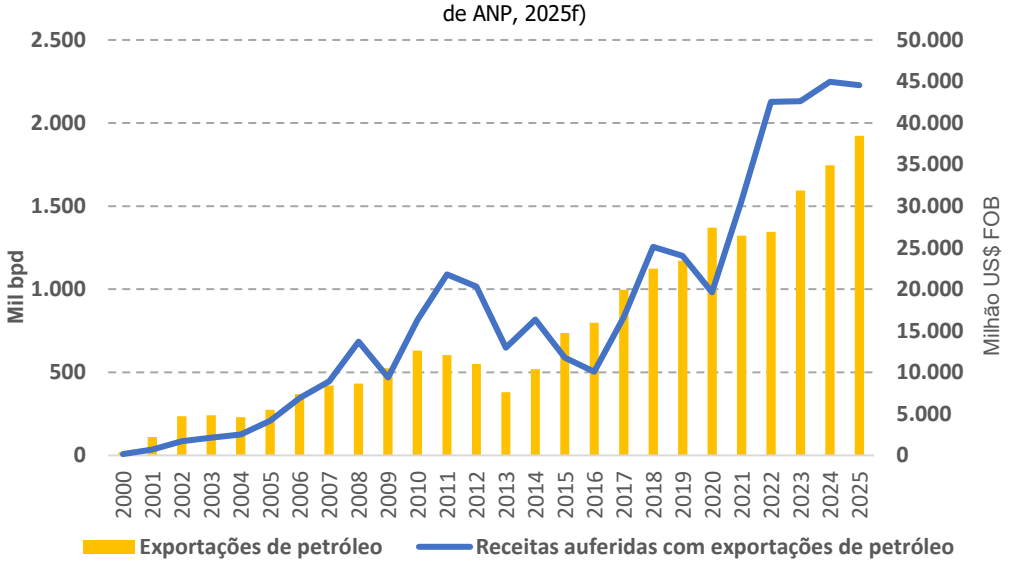
Tabela 3 - IRR brasileiro para petróleo e gás natural (%) – Reserva e Produção: MMboe. (Fontes: Elaboração própria a partir de ANP, 2025a; ANP, 2025b e ANP, 2025c)

2023		2024		2025	
Reserva 1P 2022	17.413	Reserva 1P 2023	19.146	Reserva 1P 2024	20.275
Reserva 1P 2023	19.146	Reserva 1P 2024	20.275	Reserva 1P 2025	21.090
Produção 2023	1.586	Produção 2024	1.582	Produção 2025	1.787
IRR 2023 (%)	**209**	**IRR 2024 (%)**	**172**	**IRR 2025 (%)**	**146**

3.1.3. Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional

O volume de petróleo exportado pelo Brasil em 2025 registrou uma elevação de aproximadamente 10% em relação ao ano anterior, perfazendo a média recorde de 1,9 milhão b/d (Figura 4), tendo a China se consolidado como principal destino das exportações (aproximadamente 45%), seguido pelos Estados Unidos. A receita auferida pelas exportações *free on board* (FOB) foi de aproximadamente US$ 44,5 bilhões, valor 1% menor que em 2024. Esse resultado reflete o aumento do volume exportado, parcialmente compensado pela redução do preço médio internacional do petróleo ao longo do período, em linha com a desvalorização das referências globais, especialmente do Brent. (ANP, 2025e e MDIC,2025a)

Figura 4 - Volume de exportações de petróleo e receita auferida. (Fonte: Elaboração própria EPE com base nos dados de ANP, 2025f)



Em 2025, as exportações de petróleo bruto mantiveram um resultado altamente expressivo, consolidando-se pelo segundo ano consecutivo no primeiro lugar da pauta exportadora brasileira em faturamento, superando complexos tradicionais como a soja e o minério de ferro. A crescente produção das bacias do pré-sal foi o fator determinante para a sustentação desse volume recorde. No cenário global, conforme dados consolidados da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEC), o Brasil se posicionou entre os nove maiores produtores mundial de petróleo e manteve papel de destaque entre os principais exportadores fora do bloco. (OPEC, 2026)

A demanda global de petróleo seguiu uma trajetória de desaceleração ao longo de 2025. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), a expansão do consumo mundial foi revisada para aproximadamente 830 mil b/d em 2025, refletindo principalmente o desaquecimento econômico e industrial da China, maior importador global de petróleo, além do avanço da eletrificação da frota veicular e de ganhos de eficiência energética. Em contraste, a OPEC manteve projeções mais otimistas para o crescimento da demanda, acima de 1,3 milhão b/d, considerando uma economia global mais resiliente, o crescimento forte de países emergentes, uma eletrificação mais lenta e transição energética gradual. (IEA, 2026a e OPEC, 2026).

O risco geopolítico internacional permaneceu tensionado em 2025, marcado pela continuidade de conflitos no Leste Europeu, por instabilidades persistentes no Oriente Médio e por gargalos na navegação comercial no Mar Vermelho. Apesar desse panorama de incertezas, a oferta global de petróleo continuou crescendo de forma moderada. (EIA, 2026)

Quanto aos preços de exportação do petróleo brasileiro, observou-se em 2025 a manutenção de um patamar inferior aos picos registrados nos anos anteriores, refletindo a acomodação das cotações internacionais do petróleo. Com base em dados da ANP sobre exportações FOB Brasil e em análises da CNI, o preço médio do barril de petróleo exportado pelo país permaneceu abaixo dos níveis observados em 2022 e 2023, acompanhando a trajetória de moderação do Brent ao longo de 2025. Esse movimento esteve associado à expectativa de maior disponibilidade de oferta global, impulsionada sobretudo pelo crescimento da produção em países fora da OPEC+, mesmo em um contexto de persistentes incertezas geopolíticas. (ANP, 2026f e CNI, 2026)

Analisando os valores do percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo

no mercado internacional, apresentados na Tabela 4, verifica-se uma elevação no valor de 2025 em relação ao ano anterior, justificável pela expansão da produção doméstica, fortemente sustentada pelo pré-sal, a competitividade do óleo brasileiro no mercado externo e o aumento da demanda por petróleo de origem não-OPEP, especialmente na Ásia, em virtude do rearranjo do comércio global de petróleo, intensificado por tensões geopolíticas, sanções econômicas e reconfiguração de fluxos logísticos internacionais. (S&P, 2026a e 2026b)

Tabela 4 - Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional. (Fonte: Elaboração própria, a partir de OPEC, 2026).

Ano	Exportações Brasil (mil bpd)	Exportações Mundo (mil bpd)	Brasil / Mundo (%)
2015	736	41.062	1,79%
2016	891	43.792	2,04%
2017	1.127	44.387	2,54%
2018	1.147	45.571	2,52%
2019	1.301	44.902	2,90%
2020	1.401	41.703	3,36%
2021	1.292	40.839	3,16%
2022	1.377	43.529	3,16%
2023	1.749	44.004	3,97%
2024	1.707	43.266	3,94%
2025	2.061	44.547	4,63%

Nota: Informações podem incluir ajustes nos volumes de condensados e volumes de petróleo em trânsito. Os dados originais podem sofrer atualizações, refletindo em ajustes neste documento.

3.1.4. Percentual de participação no Brasil dos investimentos anuais da indústria de petróleo em exploração e produção no mundo

O investimento global em energia manteve a trajetória de expansão em 2025, alcançando cerca de US$ 3,4 trilhões, segundo estimativas da IEA, consolidando novo recorde histórico em termos nominais. Desse montante, cerca de US$ 2,3 trilhões foram destinados a tecnologias e infraestrutura de energia limpa — incluindo geração renovável, redes elétricas, armazenamento, eficiência energética, eletrificação e veículos elétricos — superando de forma significativa os investimentos direcionados a combustíveis fósseis. (IEA, 2026b)

Esse crescimento ocorreu mesmo em um contexto internacional marcado por tensões comerciais persistentes, sobretudo entre Estados Unidos e China, além de instabilidades geopolíticas associadas aos conflitos no Leste Europeu e no Oriente Médio. Nesse cenário, a China consolidou-se como a principal investidora global em energia, respondendo por mais de um quarto dos investimentos totais, impulsionada por elevados aportes em geração renovável, redes e tecnologias de manufatura energética. No Brasil, permanece a continuidade dos investimentos em exploração e produção de petróleo e gás natural, especialmente em ativos *offshore* de elevada produtividade. (ANP, 2026e e MDIC,2026)

Em 2025, os investimentos globais em upstream de petróleo registraram retração em relação a 2024, conforme dados da Agência Internacional de Energia (IEA), refletindo a acomodação dos

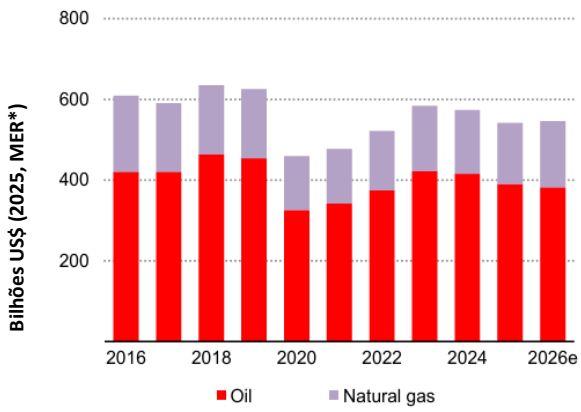
preços internacionais do petróleo e perspectivas mais moderadas para o crescimento da demanda global. A redução dos investimentos em exploração e produção de petróleo foi da ordem de 6%, configurando a primeira queda anual desde 2020. Embora os investimentos em campos de gás natural tenham permanecido relativamente estáveis em comparação com 2024, a retração nos gastos com petróleo levou o investimento total em exploração e produção de petróleo e gás a patamar inferior a US$ 570 bilhões em 2025, representando redução próxima de 4% em relação ao ano anterior. Desse montante, cerca de 40% foram destinados à mitigação do declínio natural da produção em campos já existentes, evidenciando a crescente necessidade de manutenção da capacidade produtiva global. (IEA, 2026b)

Segundo análises da IEA e da S&P Global, a retração dos investimentos *upstream* observada em 2025 foi afetada pela redução dos gastos no segmento de *shale oil e shale gas* dos Estados Unidos, sobretudo em projetos com maior sensibilidade ao preço do petróleo. A moderação dos preços internacionais do petróleo em 2025, combinada com maior disciplina de capital das operadoras, reduziu a atratividade econômica de novos projetos exploratórios, sobretudo em ativos com maior sensibilidade ao preço do Brent. O segmento de *tight oil* e *shale gas* norte-americano, que representa parcela relevante do investimento *upstream* global, registrou queda significativa nos aportes em 2025, contribuindo para a retração global do CAPEX no setor.

Observou-se em 2025 maior concentração dos investimentos *upstream* no Oriente Médio, com as *National Oil Companies* (NOCs) atingindo participação próxima de 20% do total global, impulsionadas pela expansão de projetos de gás natural e pela ampliação de capacidade na Arábia Saudita, nos Emirados Árabes Unidos e no Catar. Na África Subsaariana, os investimentos seguiram em retração, condicionados por desafios regulatórios, fiscais e de financiamento, enquanto a Rússia apresentou relativa estabilização após a queda registrada em 2024, sustentada por projetos estratégicos em andamento. (IEA, 2026b e S&P, 2025c)

As projeções da IEA mostram que o investimento global em *upstream* pode apresentar um leve aumento em 2026, conforme podemos observar na Figura 5, com quedas na América do Norte e no Oriente Médio, em virtude das tensões e conflitos na região, mas compensadas por crescimentos na África e na América Central e do Sul, impulsionadas pelo desenvolvimento de descobertas recentes. (IEA, 2026b)

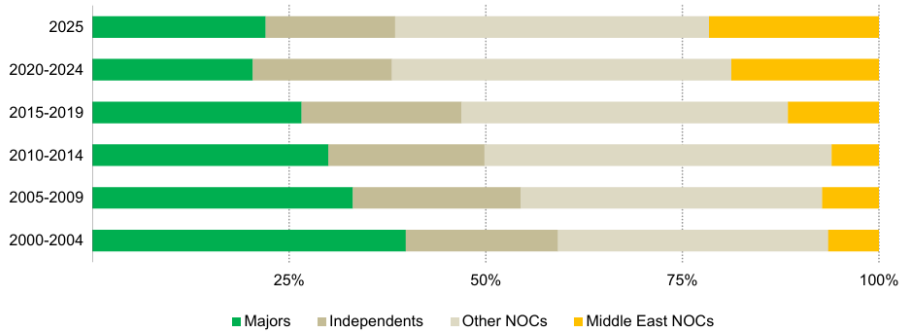
Figura 5 - Investimentos em upstream (petróleo) entre 2016 e 2026 (projeção).(Fonte: (IEA, 2026b)



*MER = market exchange rate.

No que se refere a investimentos em tecnologias de energia de baixas emissões, as empresas de petróleo e gás consolidaram em 2025 um recuo histórico em seus aportes na transição energética. Após terem reduzido seus investimentos nessas tecnologias em cerca de 25% em 2024 (fechando em US$ 22 bilhões), a indústria de combustíveis fósseis manteve a tendência de retração ao longo de 2025. Impulsionadas por pressões econômicas imediatas, revisão de prioridades para combustíveis tradicionais e flexibilização de metas climáticas de longo prazo, as grandes petroleiras mantiveram-se majoritariamente à margem da transição. Conforme apontado pela IEA, os produtores de petróleo e gás responderam por apenas cerca de 1% do investimento global em energia limpa, enquanto o mercado global amplo de tecnologias de baixa emissão (como energia solar fotovoltaica e redes elétricas) atingiu a cifra recorde de US$ 2,2 trilhões em 2025. (IEA, 2026b e 2026c)

Figura 6 - Investimento em E&P por tipo de empresa, 2015-2025. (Fonte: IEA, 2026b)



Em 2025, pelo quarto ano consecutivo, o CAPEX das grandes petrolíferas internacionais permaneceu abaixo de 50% da geração de caixa, refletindo uma estratégia corporativa que prioriza a remuneração ao acionista — especialmente por meio de dividendos e programas de recompra de ações.

Conforme podemos observar na Figura 6, as empresas estatais de petróleo (NOCs) ganharam mais força na exploração e produção de novos campos (atividades de *upstream*), impulsionadas por planos estratégicos e forte apoio financeiro de seus governos. Nos últimos 20 anos, a participação dessas estatais no orçamento global do setor não parou de crescer. Esse avanço reflete uma clara mudança de papéis no mercado: enquanto os governos aumentaram os aportes em suas próprias empresas de energia, as grandes multinacionais privadas (*majors*) e as companhias independentes reduziram significativamente seus investimentos na busca por novas reservas de petróleo. (IEA, 2026b)

De acordo com o balanço consolidado de 2025, a OPEC encerrou o ano mantendo sua estimativa de crescimento da demanda global de petróleo em 1,3 milhão de barris por dia (bpd). Esse número consolidou-se significativamente acima do reportado pela IEA, que após oscilações ao longo do ano frente à desaceleração econômica na China, fechou suas métricas apontando para um incremento de 830 mil bpd em 2025. No longo prazo, a divergência estrutural permanece intacta: enquanto a OPEP elevou suas projeções e descartou um pico de consumo global até 2050, a IEA reafirmou que a demanda por combustíveis fósseis atingirá o seu platô (estabilização) por volta de 2030, iniciando um declínio subsequente impulsionado pelo avanço dos veículos elétricos. (S&P GLOBAL, 2025d)

Em 2025, a produção global de petróleo consolidou-se em aproximadamente 102 milhões de barris/dia, enquanto o fornecimento mundial de gás natural encerrou o ano na casa dos 4,4 trilhões de m³, registrando novos recordes operacionais induzidos pela forte oferta de produtores fora da OPEP+. A IEA avalia que, embora o investimento global em upstream tenha recuado 6% em 2025 — fechando em US$ 420 bilhões (abaixo dos US$ 570 bilhões inicialmente projetados) —, esse montante ainda é suficiente para sustentar o crescimento moderado da oferta no curto prazo. (IEA, 2026b)

Perspectivas para o segmento de E&P nacional

No que tange aos investimentos programados para o segmento de petróleo e gás natural no Brasil, o novo ciclo do Programa de Aceleração do Crescimento (Novo PAC) prevê aproximadamente R$ 461 bilhões em investimentos (sendo R$ 303 bilhões entre 2023 e 2026, e R$ 157,4 bilhões pós 2026), distribuídos em segmentos de E&P, refino, entre outros. É relevante citar que o programa abrange uma série histórica de 14 a 16 navios-plataforma (FPSOs) integrados ao plano nacional, focando no pré-sal e em novas províncias de gás. Sobre a execução financeira, o programa encerrou 2025 com 70,8% de execução financeira dos R$ 1,3 trilhão previstos para o ciclo inicial. Em termos orçamentários puros, a União atingiu 100% de empenho da dotação final de R$ 49,8 bilhões reservada para aquele ano. (Casa Civil, 2026a e 2026b)

No setor de gás natural, o encerramento do ano foi marcado pela consolidação operacional do Gasoduto Rota 3 e de sua Unidade de Processamento (UPGN) no Complexo Boaventura. A estrutura conectou com sucesso a produção do pré-sal da Bacia de Santos à malha em terra, com capacidade de escoar até 21 milhões de metros cúbicos diários de gás natural — reduzindo de forma estrutural os índices de reinjeção nos reservatórios e expandindo a oferta interna para o mercado nacional. O resultado prático foi um reforço à segurança energética e maior flexibilidade no atendimento da demanda industrial brasileira. (Petrobras, 2026a)

A respeito do Plano Estratégico da Petrobras para o quinquênio 2026-2309, é previsto um investimento total de US$ 109 bilhões, o que representa uma redução de 1,8% em relação ao volume previsto no ciclo anterior (2025-2029). Essa ligeira retração reflete a adaptação estratégica da companhia a um cenário global de preços mais moderados e desafiadores para o barril de petróleo. O montante orçado destina US$ 91 bilhões para a carteira de projetos já em implementação e US$ 18 bilhões para oportunidades em avaliação.

A estratégia do Plano prioriza maximizar os resultados no setor de petróleo e gás, com atenção especial à descoberta e incorporação de novas reservas para repor os volumes já extraídos. (através de US$ 7,1 bilhões focados em atividades exploratórias, como na Margem Equatorial, Sul/Sudeste e ativos exploratórios em outros países), no aumento substancial da oferta de gás natural ao mercado nacional e na expansão da produção de baixo carbono. Paralelamente, o portfólio mantém investimentos de US$ 13 bilhões voltados à transição energética, impulsionando a diversificação rentável em bioprodutos (como etanol e biorrefino). Sob a perspectiva financeira, a prioridade da empresa é assegurar uma disciplina de capital rígida e uma estrutura sólida, blindando a geração de caixa de modo que ela supere as necessidades operacionais e as obrigações financeiras, aliada a limites estritos de endividamento. (Petrobras, 2026b)

O segmento de E&P responde por 72% do CAPEX total no quinquênio, destinando 62% dos recursos da sua Carteira em Implantação Alvo especificamente para os ativos do pré-sal. Essa

alocação consolida um período de capitalização focado em resiliência operacional nesta província, reforçando a vantagem competitiva da companhia por meio de uma produção de óleo de alta qualidade, com custos reduzidos e menor intensidade de emissões de carbono.

A Figura 7 ilustra a evolução dos investimentos ao longo do quinquênio (projeções sujeitas à variação de +/- 10%), ressaltando a preponderância de gastos em E&P na estratégia da companhia. Paralelamente, a Petrobras investe em Projetos de Revitalização (REVIT) em águas profundas — focando em ativos tradicionais da Bacia de Campos, como os complexos de Barracuda, Caratinga e Albacora —, além de iniciativas complementares, com o objetivo de maximizar os fatores de recuperação em campos maduros, com vistas à sustentabilidade e à eficiência operacional ao longo do tempo.

Figura 8 - Distribuição anual dos investimentos (CAPEX) da Carteira em Implantação Alvo (US$ bilhão). (Fonte: Petrobras, 2026b)

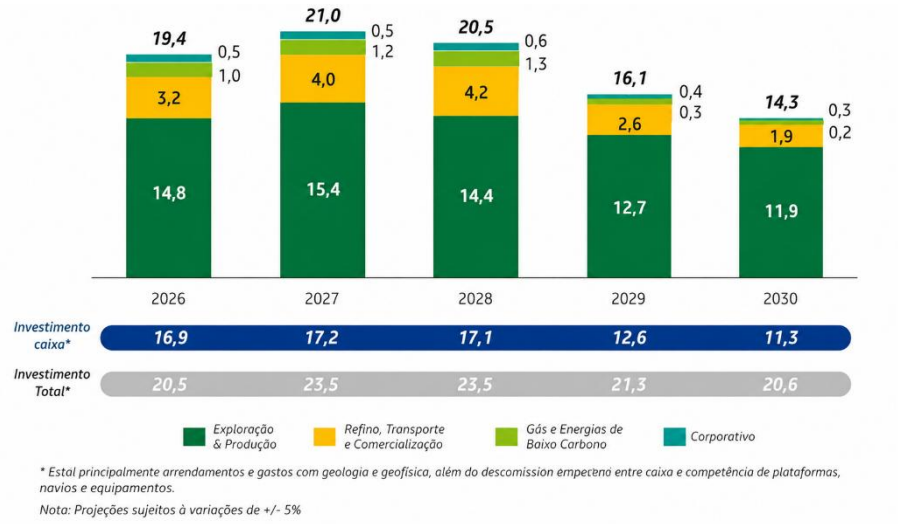
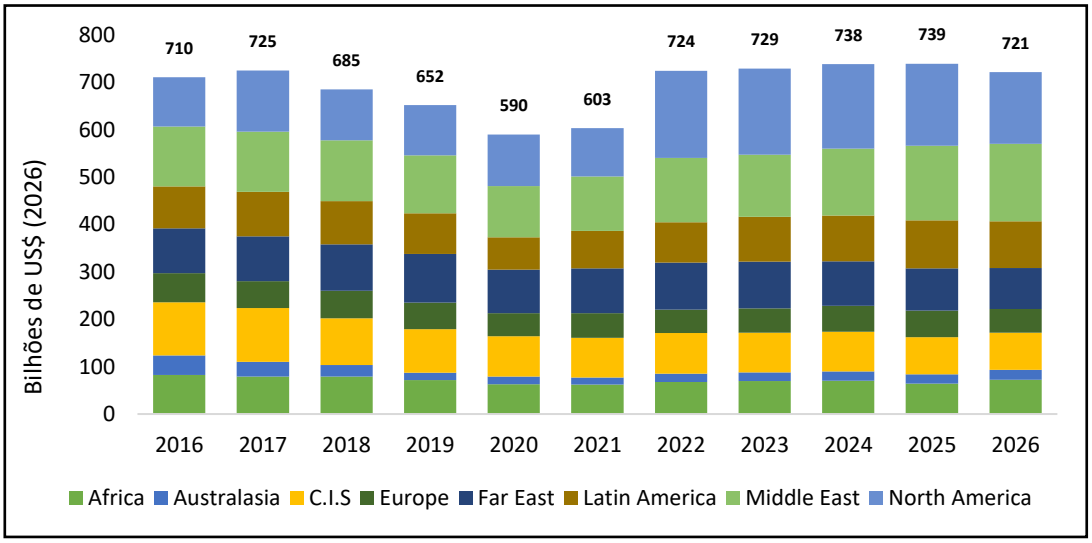


Figura 7 - Histórico de custos em upstream no mundo (CAPEX+OPEX+ABEX+E&A_inc Seismic). Fonte: Elaboração própria, com base em dados de S&P GLOBAL, 2025b



Em uma última análise dos custos globais (CAPEX+OPEX+ABEX+E&A_inc Seismic) e da relevância do setor *upstream* nacional e, tomando por parâmetros balizadores os valores

estimados pela ferramenta analítica *Vantage*, da S&P Global (2026), os valores de custos totais em E&P identificados para o Brasil, no ano de 2025, foram estimados em US$ 36 bilhões. Para 2026, o valor previsto foi de US$ 34 bilhões (Figura 8). Quando comparados aos valores de investimentos globais estimados pela mesma fonte, a ordem de grandeza de participação do Brasil no mundo é de cerca de 5% em 2025, com previsão de estabilidade em 2026 (S&P, 2026e)

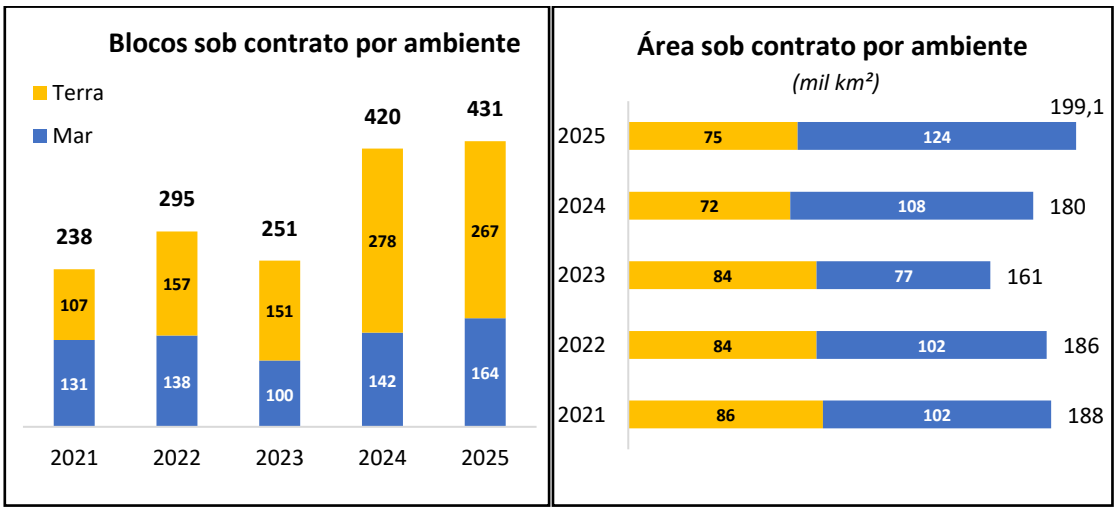
3.1.5. Número de Blocos e Área sob contrato

O número de blocos e a área sob contrato constituem indicadores relevantes para o acompanhamento da atratividade do ambiente exploratório brasileiro e da capacidade do setor de sustentar a incorporação futura de reservas e de novos projetos de produção. De forma geral, quanto maior a extensão das áreas contratadas e a diversidade de bacias exploratórias sob concessão ou partilha, maior tende a ser o potencial de geração de oportunidades exploratórias, realização de investimentos e descoberta de novos recursos petrolíferos.

Por essa razão, este indicador integra o Pilar Estratégia, uma vez que retrata a dimensão do portfólio exploratório atualmente disponível para as empresas e sinaliza o interesse da indústria em investir no país no longo prazo. Além disso, sua evolução reflete tanto os resultados das rodadas de licitação promovidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) quanto as decisões das empresas acerca da permanência e ampliação de suas atividades exploratórias no Brasil.

Ao final de 2025, encontravam-se sob contrato 431 blocos exploratórios, totalizando 199,1 mil km² de área contratada ( ). Desse total, 267 blocos (62%) localizavam-se em ambiente terrestre e 164 blocos (38%) em ambiente marítimo. Em termos de área, entretanto, predominavam os blocos *offshore*, que respondiam por 123,9 mil km² (62,2%) da área total contratada, enquanto os blocos terrestres totalizavam 75,2 mil km² (37,8%). (ANP, 2026m)

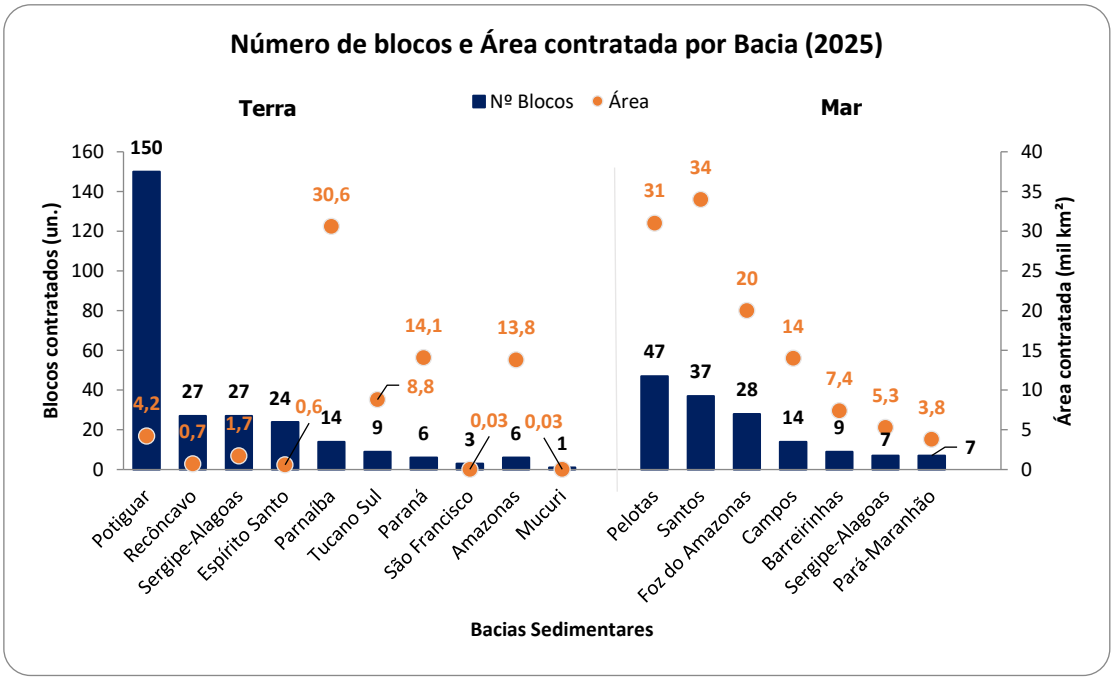
Figura 9 - Histórico de Blocos e Áreas sob contrato por ambiente. Fonte: ANP, 2026m



A distribuição das áreas contratadas evidencia uma característica importante do atual portfólio exploratório brasileiro: a predominância de grandes áreas localizadas em bacias de fronteira e de

nova fronteira exploratória ( ). Tal configuração sinaliza o interesse da indústria por regiões com elevado potencial geológico ainda em fase de avaliação e reforça a importância da atividade exploratória para a ampliação da base de recursos do país. Apesar da expansão observada nos últimos anos, a área atualmente sob contrato continua representando apenas uma pequena parcela da área total das bacias sedimentares brasileiras (<5%), indicando a existência de amplo potencial para o avanço das atividades exploratórias no longo prazo.

Figura 10 - Número de Blocos Contratados e Área contratada por Bacia Sedimentar (Ano-Base 2025). Fonte: ANP, 2026m



Observa-se ainda uma concentração dos blocos e da área sob contrato em bacias com diferentes graus de maturidade exploratória. Entre as bacias associadas às novas fronteiras exploratórias, destacam-se as bacias de Pelotas e Foz do Amazonas, que apresentam extensas áreas contratadas e refletem o interesse da indústria em regiões com elevado potencial exploratório. Entre as bacias maduras, a Bacia de Santos apresenta posição de destaque tanto em número de blocos quanto em área contratada, enquanto a Bacia Potiguar concentra o maior número de blocos sob contrato. Esse panorama evidencia que o portfólio exploratório brasileiro combina oportunidades em regiões amplamente conhecidas pela indústria e em áreas de fronteira capazes de ampliar o potencial de incorporação de recursos no longo prazo.

Em contraponto, merece atenção a ausência de blocos exploratórios sob contrato na Bacia do Solimões, uma das mais importantes províncias gasíferas terrestres do Brasil. Tal cenário limita o potencial de incorporação de novos recursos em uma região estratégica para a oferta de gás natural e para a segurança energética da Região Norte, reduzindo as oportunidades de expansão do conhecimento geológico e de desenvolvimento de novas reservas no longo prazo.

A evolução recente do indicador também aponta para uma retomada da atividade de contratação. Após atingir 238 blocos sob contrato em 2021, o número de áreas contratadas voltou a crescer, alcançando 295 blocos em 2022, 420 em 2024 e 431 em 2025. A manutenção desse patamar

elevado sugere a continuidade do interesse da indústria pelas oportunidades exploratórias oferecidas no país, especialmente em bacias *offshore* e em novas fronteiras exploratórias.

Além de indicar a atratividade do país para investimentos em exploração, a evolução da área sob contrato fornece uma sinalização importante sobre o potencial de renovação do portfólio exploratório nacional. Em conjunto com indicadores como a taxa de sucesso exploratório, o número de poços perfurados e as declarações de comercialidade, este indicador contribui para avaliar a capacidade da política de E&P de estimular novas descobertas e ampliar a base de recursos passíveis de desenvolvimento futuro.

3.2. Pilar 2 – Desenvolvimento da Atividade

O Pilar Desenvolvimento da Atividade reúne indicadores voltados ao acompanhamento da dinâmica exploratória e da transformação de recursos prospectivos em novos projetos de produção. Seu objetivo é avaliar se o ambiente de negócios e os estímulos promovidos pela Política de E&P estão sendo capazes de impulsionar a atividade exploratória, viabilizar novas descobertas e ampliar o conjunto de oportunidades para o desenvolvimento futuro da produção de petróleo e gás natural no país.

Os indicadores selecionados abrangem diferentes etapas da cadeia exploratória, permitindo monitorar a intensidade da atividade realizada pelas empresas, a efetividade dos esforços exploratórios e o avanço das descobertas em direção a projetos comercialmente viáveis. Dessa forma, o pilar complementa a análise estratégica do setor ao avaliar como o potencial exploratório brasileiro está sendo convertido em resultados concretos para a indústria e para o país.

3.2.1. Número de Poços Exploratórios Perfurados

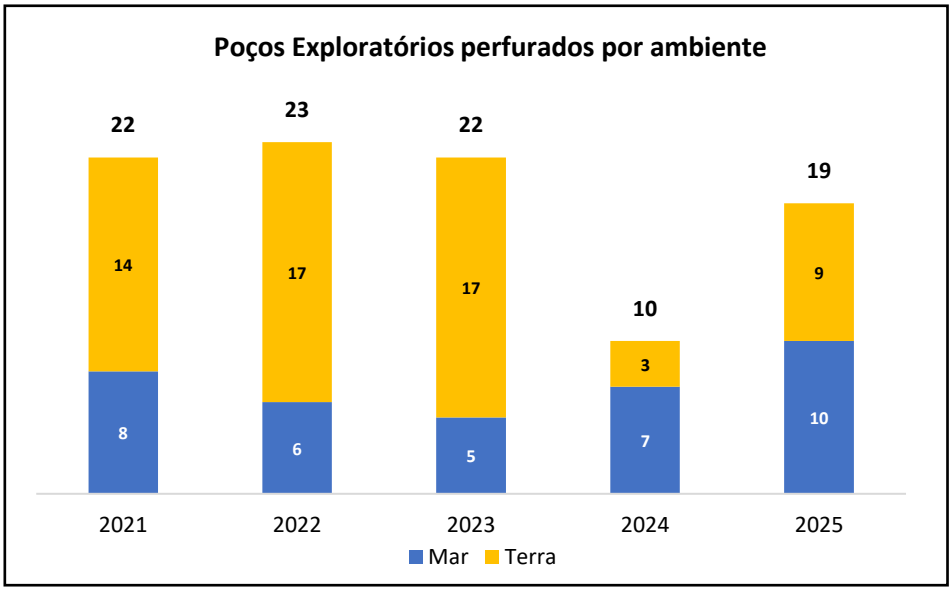
A perfuração de poços exploratórios constitui a principal atividade de investigação direta realizada durante a fase de exploração e representa uma das etapas mais relevantes do ciclo exploratório. Além de demandar elevados investimentos financeiros, a perfuração é o mecanismo por meio do qual as hipóteses geológicas construídas a partir de levantamentos sísmicos, estudos geológicos e demais atividades exploratórias são efetivamente testadas. Dessa forma, o número de poços perfurados pode ser considerado um dos principais indicadores do dinamismo da atividade exploratória e do comprometimento da indústria com a busca por novas descobertas.

Nesse contexto, o acompanhamento desse indicador permite avaliar se o ambiente regulatório e as condições de mercado estão sendo capazes de estimular a realização de atividades exploratórias em campo, etapa indispensável para a incorporação de novos recursos e, posteriormente, de novas reservas de petróleo e gás natural. Por essa razão, o número de poços exploratórios perfurados integra o Pilar Desenvolvimento da Atividade, refletindo o esforço exploratório efetivamente empreendido pelas empresas atuantes no país.

Em 2025, foram perfurados 19 poços exploratórios em blocos sob contrato, número significativamente superior aos 10 poços registrados em 2024, o menor valor observado na série histórica recente (Figura 11). O resultado sugere uma recuperação parcial da atividade

exploratória após o fraco desempenho observado nos anos anteriores. Ainda assim, o volume de perfurações permanece inferior aos níveis registrados em períodos de maior intensidade exploratória, indicando que a expansão recente do portfólio de áreas contratadas ainda não se traduziu integralmente em aumento do esforço exploratório em campo.

Figura 11 - Histórico de Poços Exploratórios Perfurados por Ambiente. Fonte: ANP, 2026m



A atividade exploratória apresentou distribuição relativamente equilibrada entre os ambientes marítimo e terrestre. Dos 19 poços perfurados no período, 10 foram realizados em ambiente marítimo e 9 em ambiente terrestre.

Sob a ótica do modelo exploratório, destaca-se a concentração das perfurações em áreas de fronteira e nova fronteira exploratória. Dos 19 poços iniciados em 2025, 10 estavam localizados em bacias classificadas como fronteira ou nova fronteira, sendo nove na Bacia do Parnaíba e um na Bacia da Foz do Amazonas. Esse resultado evidencia a continuidade dos esforços de ampliação do conhecimento geológico em áreas consideradas estratégicas para a incorporação futura de recursos e reservas.

O início da perfuração de um poço exploratório na Bacia da Foz do Amazonas merece especial destaque. O início dessa atividade representa um marco relevante para o setor, após anos de discussões regulatórias e ambientais relacionadas ao avanço da exploração na região. A retomada das perfurações na Margem Equatorial contribui para a ampliação do conhecimento geológico de uma das áreas de maior interesse exploratório do país.

No ambiente marítimo, observou-se a manutenção da predominância das bacias de Campos e Santos, responsáveis por nove dos dez poços *offshore* perfurados em 2025. Destaca-se a Bacia de Campos, que concentrou cinco perfurações no período, sinalizando uma retomada da atividade exploratória na região, impulsionada pela busca por novas oportunidades associadas aos sistemas petrolíferos do pré-sal e à renovação do portfólio de ativos exploratórios.

Na Bacia de Santos, foram perfurados três poços exploratórios, sendo dois no bloco Aram, operado pela Petrobras, e um no prospecto Bumerangue, operado pela BP Energy. Este último resultou em descoberta de petróleo e gás natural, representando um importante marco

exploratório para a companhia no Brasil e reforçando o potencial remanescente das áreas localizadas no polígono do pré-sal.

Embora superior ao resultado observado em 2024, o número de poços perfurados em 2025 permanece abaixo dos níveis observados em períodos de maior intensidade exploratória da indústria brasileira. Ainda assim, a recuperação observada no período constitui um sinal positivo para a renovação do portfólio exploratório nacional e para a geração de novas oportunidades de desenvolvimento futuro da produção de petróleo e gás natural.

3.2.2. Taxa de Sucesso Exploratório

A taxa de sucesso exploratório é um dos indicadores mais utilizados pela indústria de petróleo e gás natural para avaliar a efetividade das campanhas exploratórias. O indicador expressa a relação entre o número de poços que resultaram em descoberta de hidrocarbonetos e o total de poços exploratórios perfurados em determinado período, permitindo avaliar a capacidade da atividade exploratória de converter esforços de exploração em novas descobertas.

A relevância desse indicador decorre do elevado grau de incerteza inerente à exploração de petróleo e gás natural. Conforme destacado pela ANP, o sucesso de uma campanha exploratória é fortemente influenciado pelos investimentos realizados na aquisição e interpretação de dados geológicos e geofísicos, bem como pela qualidade das tecnologias empregadas ao longo do processo exploratório (ANP, 2024). Dessa forma, a taxa de sucesso exploratório fornece uma medida da efetividade dos investimentos realizados na redução do risco geológico e na identificação de novas acumulações de hidrocarbonetos.

Diferentemente da ANP que distingue os conceitos de sucesso geológico e sucesso econômico na avaliação do desempenho exploratório, neste indicador, a análise concentra-se exclusivamente no sucesso técnico ou geológico. A avaliação do sucesso econômico será realizada posteriormente por meio do indicador de Declarações de Comercialidade, que expressa a capacidade das descobertas de evoluírem para projetos comercialmente viáveis.

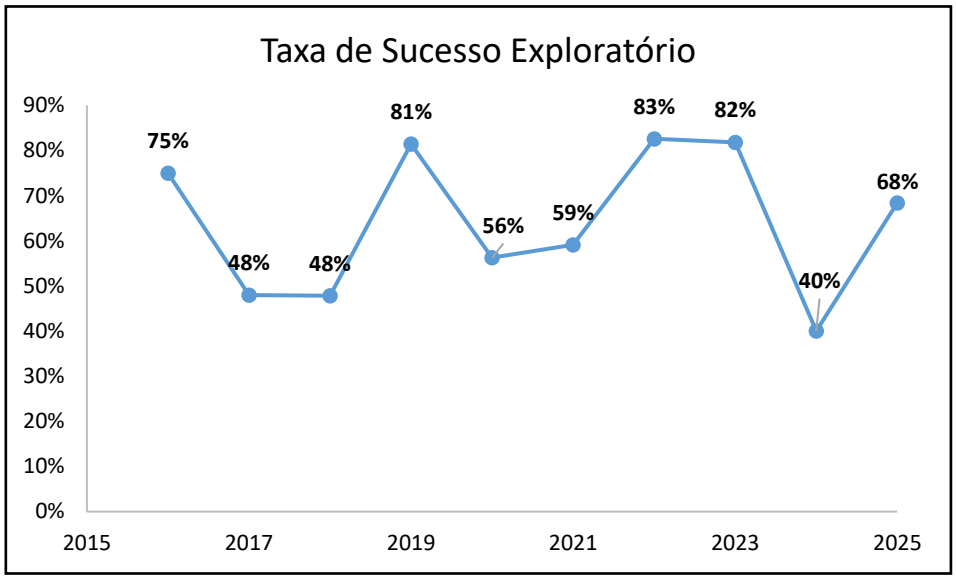
Em 2025, dos 19 poços exploratórios perfurados, 13 resultaram em notificações de descoberta, correspondendo a uma taxa de sucesso exploratório de 68%. Em outras palavras, aproximadamente dois em cada três poços perfurados no período resultou na identificação de uma acumulação de hidrocarbonetos.

As descobertas registradas em 2025 distribuíram-se entre os ambientes marítimo e terrestre. No ambiente *offshore*, foram observadas notificações de descoberta nas bacias de Campos e Santos, incluindo ocorrências de petróleo, gás natural e descobertas associadas aos dois fluidos. Em terra, as descobertas concentraram-se na Bacia do Parnaíba, associadas principalmente a acumulações de gás natural.

A taxa de sucesso exploratório apresentou comportamento oscilante ao longo da série histórica, refletindo as características e os diferentes graus de risco das campanhas realizadas em cada período. Após registrar 75% em 2016, o indicador recuou para 48% em 2017 e 2018, alcançou 81% em 2019 e voltou a oscilar entre 56% e 59% entre 2020 e 2021. Os resultados mais elevados da série foram observados em 2022 e 2023, quando a taxa atingiu respectivamente 83% e 82%, indicando elevado êxito das campanhas exploratórias realizadas nesses anos. Em

2024, o indicador recuou para 40%, o menor valor da série analisada, mas voltou a crescer em 2025, alcançando 68%. (**Erro! Fonte de referência não encontrada.**).

Figura 12 - Histórico da Taxa de Sucesso Exploratório no Brasil. Fonte: ANP, 2026m



O resultado observado em 2025 evidencia uma recuperação da efetividade exploratória em relação ao ano anterior. Dos 19 poços exploratórios perfurados no período, 13 resultaram em notificações de descoberta, o que demonstra que o aumento da atividade de perfuração foi acompanhado pela geração de novas descobertas. Embora permaneça abaixo dos níveis excepcionalmente elevados observados em 2022 e 2023, a taxa registrada em 2025 situa-se acima de diversos resultados observados ao longo da série histórica, sugerindo a manutenção de um desempenho exploratório positivo mesmo diante da ampliação das atividades em áreas de fronteira e nova fronteira exploratória.

Mesmo com a ampliação da atividade exploratória em áreas de fronteira e nova fronteira exploratória, a taxa de sucesso observada em 2025 permaneceu em patamar elevado. Dos 19 poços perfurados no ano, dez localizavam-se em bacias classificadas como fronteira ou nova fronteira exploratória, incluindo nove poços na Bacia do Parnaíba e um na Bacia da Foz do Amazonas. O resultado sugere que a expansão da atividade para regiões de maior incerteza geológica foi acompanhada pela geração de novas descobertas, contribuindo para a ampliação do conhecimento geológico e para a renovação do portfólio exploratório nacional.

A recuperação observada em 2025 ocorreu em um contexto de maior diversificação geográfica das campanhas exploratórias. Embora as bacias de Santos e Campos tenham permanecido como os principais polos de perfuração no ambiente marítimo, parte relevante da atividade ocorreu em bacias classificadas como fronteira e nova fronteira exploratória, com destaque para a Bacia do Parnaíba e para o retorno das perfurações na Bacia da Foz do Amazonas. Esse movimento contribui para a ampliação do conhecimento geológico em áreas ainda pouco avaliadas e para a identificação de novas oportunidades exploratórias no longo prazo.

Apesar das oscilações observadas ao longo da série histórica, a taxa de sucesso exploratório média brasileira permaneceu próxima dos níveis historicamente observados pela indústria

internacional em campanhas exploratórias[2]. Além disso, o aumento do número absoluto de poços perfurados e a continuidade das atividades em áreas de fronteira constituem elementos importantes para a renovação do portfólio exploratório nacional e para a geração de oportunidades de incorporação de recursos no longo prazo.

Adicionalmente, deve-se considerar que a taxa de sucesso exploratório é particularmente sensível a variações no tamanho da amostra anual. Em anos com reduzido número de poços perfurados, poucas descobertas adicionais podem alterar significativamente o resultado do indicador, motivo pelo qual sua análise deve privilegiar tendências de médio prazo em conjunto com indicadores de intensidade exploratória.

Nesse sentido, a taxa de sucesso exploratório observada em 2025 sugere que a retomada parcial da atividade de perfuração observada no período foi acompanhada pela geração de novas descobertas, contribuindo para a renovação do portfólio exploratório brasileiro e para a criação de oportunidades que poderão avançar para etapas posteriores de avaliação e eventual desenvolvimento da produção.

3.2.3. Declaração de Comercialidade

As Declarações de Comercialidade representam um dos principais resultados da atividade exploratória, uma vez que caracterizam a conclusão do processo de avaliação de uma descoberta e a decisão da empresa de avançar para as etapas de desenvolvimento da produção. Dessa forma, constituem um importante indicador da capacidade do setor de transformar descobertas geológicas em projetos com potencial de geração futura de produção de petróleo e gás natural.

Diferentemente dos indicadores de atividade exploratória, que refletem o esforço empregado na busca por novas acumulações, as Declarações de Comercialidade permitem avaliar quantas dessas oportunidades avançaram até um estágio de maturidade suficiente para justificar sua continuidade. Por essa razão, o indicador ocupa posição central no Pilar Desenvolvimento da Atividade, funcionando como um elo entre a descoberta de recursos e sua efetiva conversão em projetos de produção.

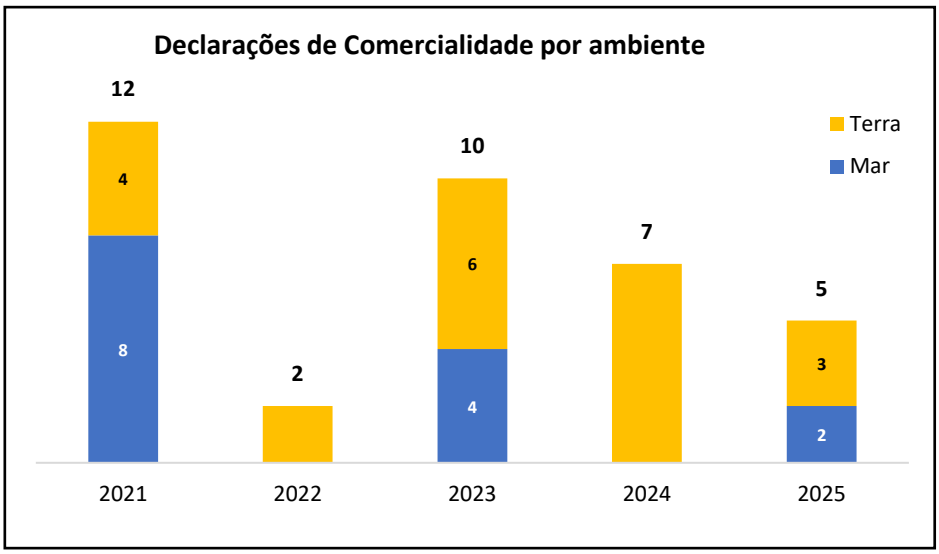
A evolução desse indicador deve ser analisada à luz das características próprias do ciclo exploratório. Em áreas *offshore*, particularmente em águas profundas e em bacias de fronteira exploratória, os processos de avaliação costumam demandar períodos mais longos e volumes expressivos de investimento para redução das incertezas geológicas, técnicas e econômicas. Adicionalmente, fatores relacionados às expectativas de preços futuros do petróleo e do gás natural, à disponibilidade de infraestrutura e às condições de mercado podem influenciar o momento da decisão de comercialidade. Em contrapartida, projetos terrestres e descobertas associadas ao gás natural frequentemente apresentam ciclos mais curtos de maturação e tomada de decisão devido aos menores requisitos de investimento quando comparados ao *offshore*.

Em 2025 foram registradas cinco Declarações de Comercialidade, das quais três em ambiente terrestre e duas em ambiente marítimo (Figura 13). O resultado representa uma redução em

[2] A taxa média de sucesso exploratório do Brasil no período 2016-2025 foi de 62,1%, próxima da média mundial de 65%, segundo dados da plataforma *Rystad Energy Exploration Analysis*. Os valores referem-se ao indicador Technical Success Rate e foram obtidos a partir de base de dados proprietária acessível mediante licença comercial. (Rystad, 2026)

relação às sete declarações registradas em 2024, mas mantém o indicador em patamar compatível com o observado ao longo dos últimos anos.

Figura 13 - Histórico de Declarações de Comercialidade por ambiente. Fonte: ANP, 2026m



No ambiente terrestre, destacaram-se as declarações de comercialidade dos campos Urubu-Rei e Urubu-Rei Leste, na Bacia do Recôncavo, e do campo Surucucu, na Bacia do Espírito Santo. Esses resultados reforçam a relevância das bacias maduras para a incorporação de novos projetos, beneficiadas pelo conhecimento geológico acumulado e pela presença de infraestrutura já instalada.

No ambiente marítimo, foram declaradas comerciais as acumulações de Orca e Sul de Orca, localizadas na Bacia de Santos e originalmente associadas ao projeto Gato do Mato. O avanço dessas descobertas para a fase de desenvolvimento reforça a relevância da Bacia de Santos como principal polo de geração de novos projetos *offshore* do país e evidencia o potencial remanescente das áreas associadas ao pré-sal.

A evolução recente do indicador revela um aspecto interessante. Conforme ilustrado na Figura 13, as Declarações de Comercialidade *offshore* apresentam comportamento relativamente intermitente nos últimos anos, com ocorrências concentradas em determinados anos e ausência de registros em outros. Entre 2021 e 2025 foram observadas declarações marítimas em 2021, 2023 e 2025, enquanto em 2022 e 2024 todas as declarações ocorreram em ambiente terrestre. Esse padrão reflete, em parte, os ciclos mais longos e complexos dos projetos *offshore*, nos quais a decisão de comercialidade tende a ocorrer de forma mais espaçada e associada à conclusão de extensas campanhas de avaliação.

Por outro lado, as declarações em terra têm apresentado maior regularidade ao longo do período analisado, o que pode estar relacionado aos menores requisitos de investimento, à disponibilidade de infraestrutura e à menor complexidade técnica para o desenvolvimento das descobertas. Esse comportamento reforça a importância das bacias terrestres para a manutenção de um fluxo contínuo de novos projetos, enquanto os projetos *offshore* contribuem com volumes potencialmente mais expressivos, porém com ciclos de maturação mais longos.

Ainda em 2025, foram concluídos dois processos de avaliação que não resultaram em declaração de comercialidade, associados a áreas localizadas nas bacias do Espírito Santo e do Solimões, culminando na devolução dos respectivos blocos. Tal resultado evidencia que a descoberta de hidrocarbonetos não implica necessariamente sua viabilidade comercial, aspecto inerente a uma atividade caracterizada por elevados níveis de risco e incerteza.

De forma geral, os resultados observados em 2025 demonstram a continuidade da conversão de descobertas em novos projetos de produção, com destaque para a retomada das declarações de comercialidade em ambiente marítimo. As declarações efetivadas no período contribuem para a renovação do portfólio de projetos da indústria e representam uma etapa fundamental para a futura incorporação de reservas e expansão da produção nacional de petróleo e gás natural.

Uma vez declarada a comercialidade de uma descoberta, inicia-se a etapa de desenvolvimento da produção, que culminará na entrada em operação do empreendimento. Nesse contexto, o indicador de tempo entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás permite avaliar a capacidade do setor de converter oportunidades exploratórias em produção efetiva, refletindo a eficiência do processo de maturação dos projetos de E&P.

3.2.4. Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás

O período entre a adjudicação[3] do bloco e o primeiro óleo ou primeiro gás refere-se ao tempo necessário para o início da produção de um ativo. O indicador é estimado em função do ambiente de E&P e nível estratigráfico pré-sal e pós-sal, considerando o cenário atual do País.

A Tabela 5 apresenta os índices dos últimos três anos para o primeiro óleo, onde é possível observar que este índice permaneceu o mesmo em todos os ambientes exploratórios, sendo justificado pelo resultado insatisfatório no sucesso exploratório de novas descobertas.

Tabela 5 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro óleo. (Fonte: Elaboração própria EPE)

Ambiente de E&P	Nível Estratigráfico	Período entre adjudicação do bloco até início da produção de petróleo					
		2023		2024		2025	
		Meses	Anos	Meses	Anos	Meses	Anos
TI	Pós-sal	70	5,8	26	2,2	**26**	**2,2**
TC	Pós-sal	66	5,5	67	5,6	**67**	**5,6**
MC	Pós-sal	67	5,5	76	6,3	**76**	**6,3**
AR	Pós-sal	100	8,4	100	8,4	**100**	**8,4**
AP	Pós-sal	135	11,2	123	10,3	**123**	**10,3**
AP	Pré-sal	83	6,9	98	8,1	**98**	**8,1**
AUP	Pós-sal	141	11,8	149	12,4	**149**	**12,4**
AUP	Pré-sal	88	7,3	83	6,9	**83**	**6,9**

[3] Adjudicação do bloco é o ato mediante o qual se declara que uma determinada empresa ou consórcio assume a posse do mesmo, realizando a assinatura do contrato.

Com relação ao gás natural, a Tabela 6 indica, assim como o petróleo, a estagnação dos índices em todos os ambientes exploratórios, sendo justificada pelo resultado insatisfatório no sucesso exploratório de novas descobertas.

Tabela 6 - Período entre a adjudicação do bloco e o primeiro gás. (Fonte: Elaboração própria EPE)

Ambiente de E&P	Nível Estratigráfico	Período entre adjudicação do bloco até início da produção de gás natural					
		2023		2024		2025	
		Meses	Anos	Meses	Anos	Meses	Anos
TI	Pós-sal	120	10,0	110	9,2	**110**	**9,2**
TC	Pós-sal	107	8,9	97	8,1	**97**	**8,1**
MC	Pós-sal	92	7,7	86	7,2	**86**	**7,2**
AR	Pós-sal	129	10,7	129	10,7	**129**	**10,7**
AP	Pós-sal	139	11,6	138	11,5	**138**	**11,5**

A análise do período entre a adjudicação do bloco e o início da produção indica mudanças relevantes entre 2023 e 2024 em alguns ambientes de E&P, seguidas de estabilidade em 2025. Como não foram observadas alterações entre 2024 e 2025, os resultados sugerem que o indicador foi fortemente influenciado pelo conjunto de projetos que ingressaram em produção em cada período.

Diferentemente de indicadores de atividade exploratória, este indicador apresenta forte dependência das características específicas dos projetos que atingem o primeiro óleo ou primeiro gás. Assim, variações anuais podem refletir mudanças na composição da amostra, incluindo o porte dos projetos, o ambiente exploratório, a disponibilidade de infraestrutura e o estágio de maturidade das áreas, não necessariamente indicando alterações estruturais na eficiência do setor.

A estabilidade observada em 2025 pode indicar que os projetos que entraram em produção no período apresentavam características semelhantes às observadas em 2024, resultando na manutenção dos tempos médios de desenvolvimento em todos os ambientes analisados. Adicionalmente, o indicador pode ser influenciado pelo reduzido número de novos projetos que ingressam em produção em determinados segmentos da indústria. Dessa forma, a ausência de novos projetos em alguns ambientes pode limitar a renovação da amostra e contribuir para a manutenção dos tempos médios observados.

A análise conjunta dos indicadores deste pilar também evidencia a importância do fator tempo para a competitividade do setor brasileiro de E&P. Em uma indústria caracterizada por longos ciclos de maturação, períodos prolongados entre a adjudicação dos blocos, a realização das descobertas e o início da produção podem resultar em perda de oportunidades econômicas em um contexto de transformação dos mercados energéticos. Embora a demanda global por petróleo tenha se mostrado mais resiliente do que se projetava há alguns anos, as perspectivas de longo prazo indicam uma redução gradual do ritmo de crescimento do consumo e uma competição crescente entre projetos para acesso aos mercados futuros.

Nesse contexto, aumentar a eficiência do ciclo de desenvolvimento dos projetos torna-se estratégico para o país. A aceleração da exploração e da produção permite não apenas antecipar investimentos, geração de empregos, arrecadação e desenvolvimento da cadeia produtiva, mas

também ampliar a parcela da vida útil dos ativos inserida em um cenário de maior demanda por hidrocarbonetos. Em outras palavras, projetos que entram em produção mais cedo tendem a capturar maior valor econômico ao longo de sua trajetória, reduzindo sua exposição aos riscos associados a mudanças tecnológicas, regulatórias e de mercado inerentes à transição energética.

3.3. Pilar 3 – Desempenho e Eficiência

Em um contexto de transição energética, a competitividade da indústria não será determinada apenas pela capacidade de descobrir novas acumulações, mas também pela eficiência na recuperação dos recursos, pelo aproveitamento do gás natural produzido e pela redução da intensidade de emissões das operações. Dessa forma, indicadores de desempenho, eficiência operacional e sustentabilidade tornam-se cada vez mais relevantes para avaliar a capacidade do setor de gerar valor econômico enquanto responde aos desafios da descarbonização.

3.3.1. Fator de Recuperação (FR) Médio das Bacias e Fator de Recuperação Atual (FRa)

O Fator de Recuperação (FR) indica o percentual do volume original[4] que se espera produzir em um reservatório. O termo Fator de Recuperação Médio das bacias, diz respeito a uma aproximação que utiliza a média dos FR de todos os campos da bacia. A Tabela 7 apresenta o Fator de Recuperação Médio e o atual para as bacias sedimentares brasileiras nos últimos três anos. Percebe-se que, algumas bacias *onshore*, vêm apresentando uma variação no Fator de Recuperação, diferenças relacionadas aos novos valores de "volume in situ" informados no novo BAR.

Além de refletir características geológicas dos reservatórios, o fator de recuperação constitui um importante indicador da eficiência na gestão dos recursos petrolíferos, uma vez que expressa a capacidade de transformar volumes originalmente descobertos em reservas efetivamente recuperáveis. Nesse sentido, ganhos no fator de recuperação podem resultar da aplicação de novas tecnologias, da revisão dos modelos geológicos dos reservatórios, de investimentos em recuperação secundária ou avançada e da otimização das estratégias de desenvolvimento e produção dos campos.

Em 2025, o ambiente *onshore* brasileiro de exploração e produção de petróleo e gás natural registrou a consolidação de sua recuperação e dinamização. A ANP reportou que o número de contratos vigentes para exploração alcançou um novo recorde histórico — 433 blocos sob contrato ao final do ano, impulsionados pela assinatura de novos acordos e pela realização do 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão. (ANP, 2025d)

A produção *onshore* atingiu aproximadamente 241 mil boed em 2025, representando uma alta de 5% em relação ao ano anterior e marcando o terceiro ano consecutivo de crescimento econômico para o setor terrestre. Esse incremento reflete diretamente os investimentos de pequenas e médias petroleiras independentes que assumiram a operação de ativos maduros desinvestidos. (ANP, 2026d)

Esses resultados ilustram a manutenção do interesse por áreas terrestres — especialmente em bacias maduras e campos de pequeno a médio porte — confirmando que a realização de

[4] Volume original - Quantidade de fluido existente no reservatório no momento de sua descoberta (Fernández e Júnior, 2009).

leilões sob o modelo de Oferta Permanente e estímulos regulatórios focados vem viabilizando com sucesso a revitalização e o crescimento sustentado do segmento *onshore* no Brasil.

Tabela 7 - Fator de recuperação médio e atual das bacias brasileiras. (Fonte: Elaboração própria EPE)

Bacia	2023		2024		2025	
	FR	FRa	FR	FRa	FR	FRa
Alagoas	50%	35%	19%	13%	**35%**	**29%**
Amazonas	80%	5%	91%	4%	**76%**	**5%**
Camamu	18%	12%	22%	17%	**30%**	**28%**
Campos	28%	16%	28%	16%	**27%**	**16%**
Ceará	21%	21%	21%	21%	**21%**	**21%**
Espírito Santo-Mucuri	29%	22%	29%	21%	**28%**	**21%**
Parnaíba	90%	27%	88%	28%	**88%**	**31%**
Potiguar	25%	20%	24%	20%	**22%**	**19%**
Recôncavo	37%	32%	37%	31%	**36%**	**31%**
Santos	29%	6%	30%	7%	**30%**	**8%**
Sergipe	32%	12%	32%	12%	**29%**	**12%**
Solimões	76%	57%	77%	51%	**67%**	**52%**
Tucano Sul	46%	37%	47%	38%	**46%**	**38%**

Como pode ser visto na Tabela 7, observou-se relativa estabilidade dos fatores de recuperação na maior parte das bacias brasileiras. Entre as bacias com maiores fatores de recuperação destacaram-se Parnaíba (88%), Amazonas (76%) e Solimões (67%), bacias fortemente associadas à produção de gás natural, cujos reservatórios geralmente apresentam fatores de recuperação superiores aos observados em acumulações predominantemente petrolíferas.

Recôncavo (36%), Alagoas (35%) e Tucano Sul (46%) apresentaram os maiores valores entre as principais bacias terrestres maduras. Nas bacias marítimas de maior relevância para a produção nacional, os fatores de recuperação mantiveram-se relativamente estáveis, com destaque para Santos (30%) e Campos (27%).

Algumas variações observadas entre 2024 e 2025 parecem estar mais associadas à atualização das estimativas de volumes in situ e de reservas dos campos que compõem cada bacia do que propriamente a alterações operacionais. Nesse contexto, destacam-se os aumentos observados em Alagoas, cujo FR passou de 19% para 35%, e em Camamu, de 22% para 30%. Em sentido contrário, verificaram-se reduções nos indicadores das bacias do Amazonas e Solimões.

A análise do Fator de Recuperação Atual (FRa) evidencia ainda a existência de potencial para incremento da recuperação final em diversas bacias brasileiras. Em 2025, os maiores valores foram observados em Solimões (52%), Tucano Sul (38%), Parnaíba (31%), Recôncavo (31%) e Alagoas (29%), sugerindo oportunidades para geração de valor a partir de recursos já descobertos e da infraestrutura existente.

O crescimento do Fator de Recuperação Atual (FRa) observado em bacias como Santos e Parnaíba indica a incorporação gradual do potencial recuperável dos reservatórios às reservas provadas e à produção acumulada. Como o indicador reflete o estágio atual de aproveitamento dos recursos descobertos, sua evolução pode estar associada tanto ao amadurecimento dos

ativos quanto aos ganhos de conhecimento geológico e de reservatório obtidos ao longo do desenvolvimento dos campos. Dessa forma, diferenças entre o Fator de Recuperação (FR) e o FRa não devem ser interpretadas necessariamente como limitações operacionais, mas, em muitos casos, como reflexo da própria maturidade dos projetos. Em bacias com participação relevante de campos em desenvolvimento, parte significativa do volume recuperável estimado ainda se encontra em processo de conversão para reservas provadas e produção, o que tende a provocar uma aproximação gradual entre os dois indicadores ao longo do tempo.

Em um contexto de transição energética, a ampliação dos fatores de recuperação ganha importância adicional. O aumento da parcela recuperável dos recursos permite maximizar o aproveitamento das descobertas realizadas, ampliando a competitividade dos ativos brasileiros e potencialmente reduzindo a necessidade de incorporação de novos volumes para obtenção de níveis equivalentes de produção e reservas. Dessa forma, a eficiência na recuperação dos recursos petrolíferos constitui um elemento estratégico para a geração de valor econômico, para o aproveitamento dos investimentos já realizados e para o aumento da resiliência do setor diante das transformações esperadas nos mercados de energia ao longo das próximas décadas.

3.3.2. Índice de Utilização do Gás Associado (IUGA)

O Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA), definido pela Resolução ANP nº 806/2020, corresponde ao percentual do volume de gás associado efetivamente utilizado em relação ao volume total de gás associado produzido. Para fins regulatórios, considera-se gás utilizado aquele destinado à reinjeção nos reservatórios, processamento, comercialização, consumo próprio ou geração de energia. Por sua vez, os volumes não aproveitados compreendem o gás queimado em *flare*, ventilado para a atmosfera ou perdido por emissões fugitivas que compõem o conceito regulatório de perda de gás natural adotado pela ANP (ANP, 2020).

Por essa razão, o IUGA constitui um importante indicador de eficiência operacional e ambiental da atividade de E&P. Quanto maior o índice, menor a parcela do gás produzido que é perdida por queima ou ventilação e maior a quantidade de energia efetivamente aproveitada pelo sistema produtivo.

Dessa forma, o IUGA não deve ser interpretado apenas como um indicador operacional. O índice constitui simultaneamente uma medida de eficiência produtiva, aproveitamento de recursos energéticos, competitividade dos projetos e desempenho ambiental do setor de E&P. A relevância do indicador tem aumentado nos últimos anos em função da crescente preocupação internacional com as emissões de metano associadas à indústria de petróleo e gás natural. Em um cenário de crescente pressão por redução das emissões e valorização de hidrocarbonetos produzidos com menor pegada de carbono, a capacidade de maximizar a utilização do gás associado tende a se tornar um diferencial cada vez mais relevante para a competitividade dos ativos brasileiros (IEA, 2025a; IEA, 2026d; WORLD BANK, 2023a).

A melhoria do IUGA adquire relevância estratégica adicional no contexto da transição energética. Além de reduzir emissões de metano e carbono, o maior aproveitamento do gás associado pode contribuir para ampliar a oferta doméstica de gás natural, energético frequentemente apontado como um importante elemento de suporte à transição para sistemas energéticos de menor intensidade de carbono. Em sua revisão das políticas energéticas brasileiras, a Agência Internacional de Energia destaca a necessidade de acelerar as reformas do

mercado de gás natural e conferir maior clareza ao papel desse energético na estratégia de transição energética do país (IEA, 2025b).

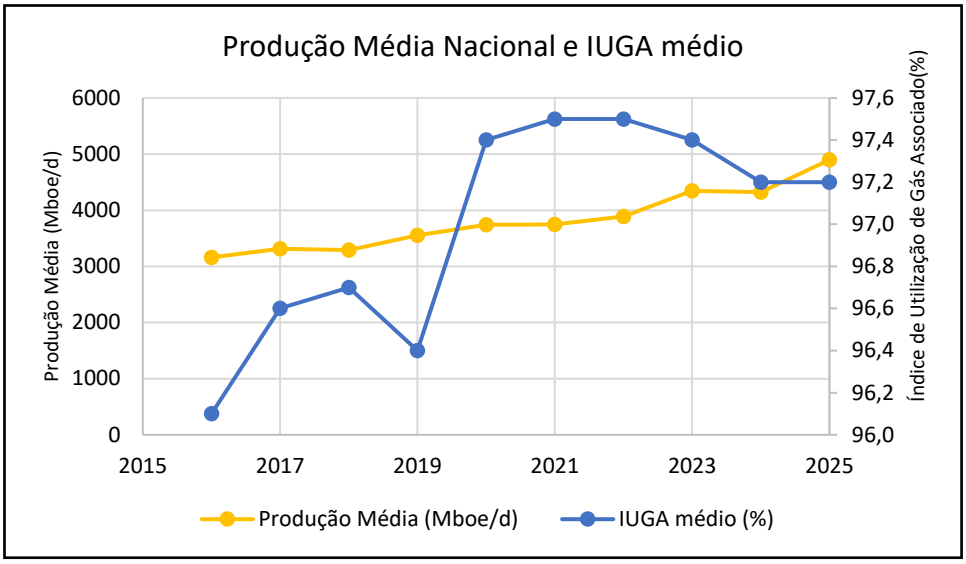
Sob a perspectiva regulatória, o Brasil possui um dos marcos mais estruturados da América Latina para controle das perdas de gás natural. A Resolução ANP nº 806/2020 estabeleceu limites máximos de perda associados ao IUGA e definiu requisitos mínimos diferenciados conforme o tipo de empreendimento. Para campos terrestres e unidades de produção marítimas que já estavam em operação ou cuja produção se iniciou em até cinco anos após a publicação da resolução, exige-se IUGA mínimo de 97%, correspondente a perdas máximas de 3% da produção mensal de gás natural associado.

Para novos empreendimentos marítimos cuja produção se iniciou a partir de cinco anos da publicação da resolução (2025), o requisito foi elevado para 98%, reduzindo as perdas máximas admissíveis para 2%. Em um nível ainda mais rigoroso, unidades marítimas que movimentam grandes volumes de gás — seja por utilizá-lo na elevação artificial de petróleo, seja por receberem gás de outras unidades em volumes iguais ou superiores a 50% do gás movimentado — devem atender a um IUGA movimentado mínimo de 98,5%, limitando as perdas a 1,5% do gás movimentado (ANP, 2020).

Tal esforço vem se traduzindo em expressivos aumentos neste indicador ao longo dos últimos 15 anos. De acordo com o Banco Mundial, o volume de gás queimado no país reduziu-se de aproximadamente 1,6 bilhão de m³ em 2012 para cerca de 0,9 bilhão de m³ em 2022. No mesmo período, a produção de petróleo aumentou significativamente, resultando em uma redução de aproximadamente 58% na intensidade de queima (*flaring intensity*).

A evolução do indicador evidencia os efeitos dessa trajetória regulatória. Conforme apresentado na Figura 14, a produção nacional aumentou significativamente ao longo do período analisado, passando de aproximadamente 3,1 milhões boe/d em 2016 para cerca de 4,9 milhões boe/d em 2025. Apesar desse expressivo crescimento da atividade produtiva, o IUGA manteve-se sistematicamente acima de 96%, apresentando uma mudança de patamar a partir de 2020, quando passou a permanecer acima de 97%. Esse comportamento sugere que a expansão da produção nacional foi acompanhada por avanços na capacidade de aproveitamento do gás associado, resultado associado tanto à evolução tecnológica dos projetos quanto ao endurecimento gradual das exigências regulatórias. A forte correlação entre o aumento da produção e a manutenção de elevados índices de utilização indica que o crescimento do setor não se traduziu em aumento proporcional das perdas de gás.

Figura 14 - Histórico da Produção Média Nacional e do IUGA médio. Fonte: ANP, 2026n. Elaboração Própria



O desempenho observado está fortemente relacionado ao modelo de desenvolvimento adotado nos campos do pré-sal, onde parcela significativa do gás produzido é reinjetada nos reservatórios. Essa prática contribui simultaneamente para o gerenciamento da pressão dos reservatórios, para o aumento do fator de recuperação dos campos e para o atendimento das metas regulatórias de utilização do gás. Entretanto, embora a reinjeção contribua para elevação do IUGA e para a redução das emissões, ela não necessariamente resulta em disponibilização de gás natural ao mercado consumidor.

Sob esse aspecto, a entrada em vigor das exigências mais rigorosas para novos empreendimentos *offshore* ganha relevância estratégica. Ao elevar os níveis mínimos de aproveitamento do gás associado, a regulamentação cria incentivos econômicos para investimentos em infraestrutura de coleta, processamento, escoamento e comercialização do gás natural. Em um contexto de crescente demanda por gás para a indústria, geração elétrica e segurança energética, a ampliação da capacidade de monetização do gás associado poderá potencializar os benefícios econômicos da produção nacional, reduzindo simultaneamente emissões e desperdícios energéticos (WORLD BANK, 2023b; IEA, 2025a).

Apesar dos elevados índices observados, os dados de 2025 indicam aumento de aproximadamente 17% nos volumes de gás queimado em relação ao ano anterior. Considerando que o IUGA se manteve em patamar semelhante ao de 2024, esse resultado não sugere deterioração da eficiência operacional do setor. O crescimento do volume queimado parece estar associado, sobretudo, à expansão da produção de petróleo e gás natural no período, uma vez que o aumento da atividade produtiva tende a elevar, em termos absolutos, os volumes de gás destinados à queima, mesmo quando os indicadores de aproveitamento permanecem estáveis. Esse comportamento é compatível com a contínua expansão dos projetos do pré-sal e com a entrada em operação de novos sistemas produtivos, que contribuem para o aumento da produção total do país sem alteração significativa da eficiência relativa de utilização do gás associado.

Por fim, cabe destacar que a agenda regulatória brasileira continua evoluindo nessa temática. A ANP vem discutindo o desenvolvimento de uma regulamentação específica para emissões de metano no setor de petróleo e gás, em consonância com as diretrizes de descarbonização estabelecidas pelo CNPE e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil. Nesse

contexto, é esperado que o IUGA assuma importância crescente não apenas como indicador de eficiência operacional, mas também como instrumento de acompanhamento da redução das emissões da indústria de E&P e de sua contribuição para uma produção de hidrocarbonetos com menor intensidade de carbono.

3.3.3. Intensidade de Carbono das Atividades de Exploração e Produção (IC)

A intensidade de carbono constitui um dos principais indicadores de desempenho ambiental das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. O indicador relaciona as emissões de gases de efeito estufa (GEE) ao volume de hidrocarbonetos produzido, permitindo avaliar a eficiência climática da produção ao mostrar quanto CO_2 equivalente é emitido para cada barril de óleo equivalente (boe) produzido.

Sua importância tem aumentado significativamente nos últimos anos em decorrência do avanço das políticas de descarbonização, da crescente exigência de investidores por ativos de menor intensidade de emissões e da incorporação gradual do risco climático aos processos de decisão econômica. Nesse contexto, a intensidade de carbono deixou de ser apenas uma métrica ambiental para se tornar um importante indicador da competitividade futura dos ativos de petróleo e gás natural.

Em 2025, a ANP ampliou significativamente a transparência das informações sobre emissões do setor ao lançar a segunda versão do Painel Dinâmico de Emissões de Gases de Efeito Estufa. Além dos dados da fase de produção, já divulgados anteriormente, a ferramenta passou a incorporar informações da fase de exploração e maior detalhamento das fontes emissoras e dos gases reportados. As emissões de dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) e óxido nitroso (N_2O) passaram a ser disponibilizadas de forma individualizada, ampliando a capacidade de diagnóstico das principais fontes de emissão e apoiando o desenvolvimento de futuras medidas regulatórias voltadas à mitigação dos gases de efeito estufa.

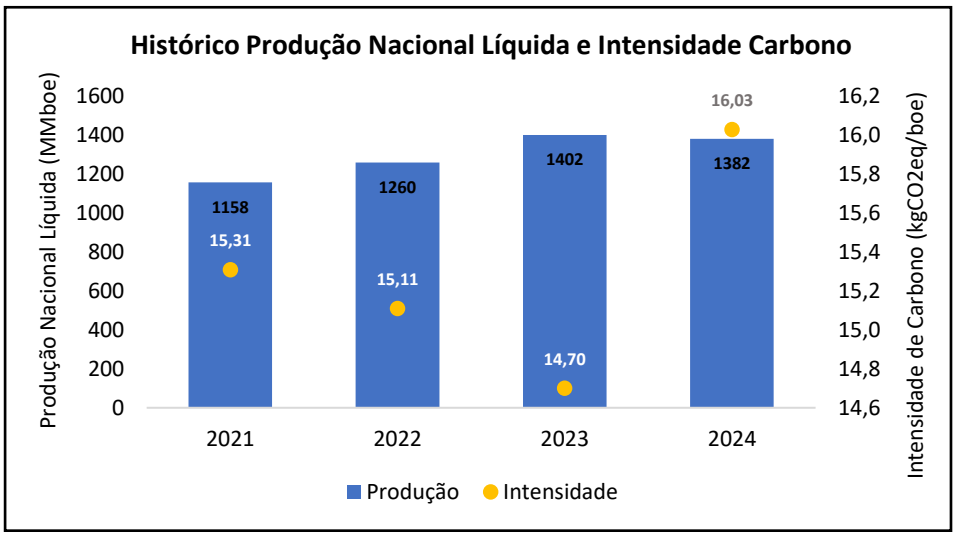
Um dos principais avanços metodológicos introduzidos na atualização de 2025 foi a divulgação do indicador de intensidade de metano, definido como a quantidade de metano emitida por unidade de hidrocarboneto produzido (t CH_4 por mil toneladas de hidrocarbonetos produzidos). Diferentemente da intensidade de carbono, que agrega os diversos gases de efeito estufa em unidades equivalentes de CO_2, a intensidade de metano permite avaliar especificamente o desempenho operacional relacionado às emissões desse gás, cuja capacidade de aquecimento global é significativamente superior à do dióxido de carbono em horizontes temporais curtos.

A intensidade de metano apresenta forte complementaridade com a intensidade de carbono e com o Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA). Enquanto a intensidade de carbono fornece uma visão agregada do desempenho climático das operações, a intensidade de metano permite identificar com maior precisão emissões associadas à ventilação, perdas fugitivas e ao manejo do gás natural produzido. Da mesma forma, melhorias no IUGA tendem a contribuir para a redução da intensidade de metano, uma vez que o aumento do aproveitamento do gás associado normalmente reduz os volumes sujeitos à ventilação, à queima ineficiente ou a outras formas de perdas operacionais. Assim, os três indicadores analisados em conjunto fornecem uma visão abrangente da eficiência ambiental das atividades de E&P, relacionando aproveitamento energético dos recursos produzidos, emissões operacionais e intensidade climática da produção.

É importante destacar que os dados disponibilizados pela ANP em 2025 refletem as emissões ocorridas em 2024, em razão do prazo necessário para reporte, consolidação e verificação das informações pelas operadoras.

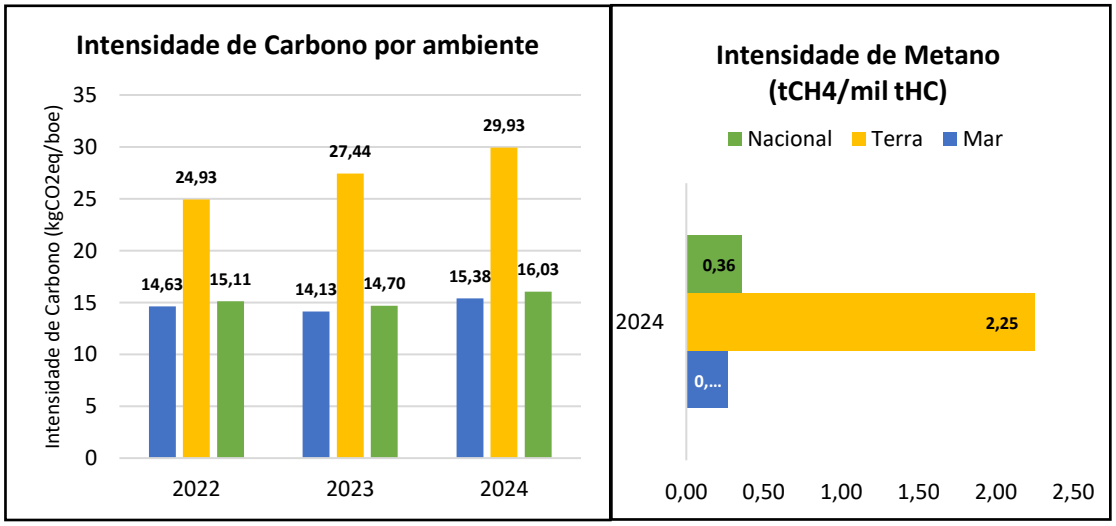
Segundo o painel, as atividades brasileiras de produção de petróleo e gás natural emitiram aproximadamente 22,1 Mt CO_2 eq em 2024, frente a 20,6 Mt CO_2 eq em 2023, um aumento de quase 7%. No mesmo período, porém, a produção líquida nacional apresentou redução de aproximadamente 1,5%, passando de 1,40 bilhão para 1,38 bilhão de boe. Como resultado, a intensidade média nacional de emissões aumentou de 14,7 para 16,03 kg CO_2 eq/boe, interrompendo a trajetória de queda observada entre 2021 e 2023. (Figura 15)

Figura 15 - Histórico da Produção Líquida Nacional de Óleo e Gás e a Intensidade de Carbono associada a esta produção. Fonte: ANP, 2025



Sob a ótica operacional, os dados revelam diferenças significativas entre os ambientes marítimo e terrestre. Embora o ambiente *offshore* tenha sido responsável por 95,5% da produção nacional, respondeu por aproximadamente 91,6% das emissões totais, resultando em uma intensidade média de 15,4 kg CO_2 eq/boe. Já o ambiente terrestre apresentou intensidade de 29,9 kg CO_2 eq/boe, quase o dobro do valor observado no ambiente marítimo (Figura 16).

Figura 16 - Histórico da Intensidade de Carbono por ambiente e Intensidade de Metano por ambiente em 2024. Fonte: ANP, 2025



Essa diferença pode ser atribuída à maior escala dos projetos *offshore*, particularmente daqueles localizados no pré-sal, cuja elevada produtividade permite diluir as emissões em volumes maiores de produção. O contraste também se observa na intensidade de metano, que alcançou 2,25 t CH_4/mil t HC no ambiente terrestre e apenas 0,27 t CH_4/mil tHC no ambiente marítimo.

Apesar da menor intensidade relativa do ambiente *offshore*, observa-se aumento da intensidade tanto nas operações marítimas quanto terrestres em 2024. No ambiente terrestre, a intensidade passou de 27,4 para 29,9 kg CO_2 eq/boe, enquanto no ambiente marítimo subiu de 14,1 para 15,4 kg CO_2 eq/boe. Esse comportamento sugere que o aumento das emissões totais decorreu não apenas de variações na produção, mas também de fatores operacionais específicos das instalações produtoras.

A composição das emissões também apresenta aspectos relevantes. Em 2024, aproximadamente 92% das emissões nacionais em CO_2 equivalente permaneceram associadas ao dióxido de carbono, enquanto metano e óxido nitroso responderam por cerca de 8% do total. Embora ainda representem parcela minoritária das emissões agregadas, esses gases vêm ampliando gradualmente sua participação ao longo dos últimos anos, passando de 6,5% em 2021 para 8,1% em 2024.

Sob a perspectiva das fontes emissoras, aproximadamente 75% das emissões de CO_2 estiveram associadas a fontes estacionárias, como turbinas, geradores e equipamentos de processamento. A queima em *flare* respondeu por cerca de 20% das emissões de CO_2, enquanto fontes móveis representaram aproximadamente 5%. No caso do metano, observa-se predominância das emissões ventiladas, responsáveis por cerca de 70% das emissões *offshore* e 86% das emissões terrestres, enquanto as emissões fugitivas responderam pelo restante. Esses resultados evidenciam oportunidades importantes de mitigação por meio da redução de venting, aperfeiçoamento da gestão operacional do gás natural e implementação de programas de detecção e reparo de vazamentos.

A ampliação da transparência promovida pela ANP ocorre em um momento de crescente importância das políticas climáticas para o setor de petróleo e gás natural. O Plano Clima estabelece diretrizes para a redução das emissões nacionais de gases de efeito estufa e reconhece explicitamente a necessidade de redução das emissões associadas às atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos, com especial atenção às emissões de metano e ao aproveitamento do gás natural produzido.

Esse movimento regulatório tende a ganhar relevância adicional com a implementação do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE). Entre os setores inicialmente abrangidos pelo sistema estão as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, o que tende a ampliar a importância econômica dos indicadores de intensidade de carbono. Nesse contexto, as emissões deixarão de representar apenas uma variável ambiental e passarão a possuir impacto potencialmente direto sobre os custos operacionais, o planejamento dos investimentos e a competitividade dos ativos.

A própria agenda regulatória recente aponta nessa direção. Além das diretrizes de descarbonização estabelecidas pelo CNPE em 2024, a ANP vem avançando na construção de uma regulamentação específica para emissões de metano, alinhada às melhores práticas internacionais e aos compromissos assumidos pelo Brasil no âmbito da redução das emissões globais desse gás.

Dessa forma, a intensidade de carbono emerge como um indicador estratégico para o setor brasileiro de E&P. Em um contexto em que a demanda global por petróleo continua resiliente, mas cresce a pressão por combustíveis produzidos com menor pegada de carbono, a competitividade futura dos ativos brasileiros dependerá não apenas da qualidade dos recursos ou dos custos de produção, mas também da capacidade de reduzir emissões ao longo de toda a cadeia produtiva. Nesse aspecto, a elevada produtividade dos projetos do pré-sal e os baixos níveis de intensidade observados no ambiente *offshore* permanecem como importantes vantagens competitivas. Entretanto, a recente elevação das emissões de metano e da intensidade de carbono reforça a necessidade de avanços contínuos em monitoramento, transparência e mitigação para preservar essa posição em um mercado cada vez mais sensível ao desempenho climático dos ativos de petróleo e gás natural.

4. Considerações Finais

Para a presente atualização dos Indicadores de Monitoramento da Política de E&P, adotou-se o ano de 2025 como referência base, incorporando-se também o histórico de anos anteriores, de modo a permitir a comparação e a análise da evolução dos indicadores selecionados.

No âmbito do pilar Estratégia, os indicadores relacionados às reservas e à produção (Relação Reserva/Produção e Índice de Reposição de Reservas) mostraram um aumento das reservas provadas, demonstrando um positivo resultado do setor de Exploração e Produção de Petróleo e de Gás Natural, com a continuidade dos projetos de exploração e produção de óleo e gás. Nesse contexto, pode-se destacar o sucesso da realização do 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão, do 3º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha e do leilão de petróleo da União conduzido pela PPSA. Observa-se, portanto, que, o indicador R/P do petróleo e do gás natural sofreu uma redução no período, justificada pelo aumento das reservas e aumento mais expressivo na produção de petróleo, além de uma redução no IRR, pela mesma justificativa, em relação ao ano anterior.

Ao se analisar os valores do percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional (Percentual de participação das exportações brasileiras de petróleo no mercado internacional), verificou-se aumento no patamar de participação em 2025 em relação ao ano anterior. O volume de petróleo exportado pelo Brasil em 2025 registrou uma elevação de aproximadamente 10% em relação ao ano anterior, a receita auferida pelas exportações *free on board* (FOB) foi de aproximadamente US$ 44,5 bilhões, sendo justificado pelo maior volume exportado, parcialmente compensado pela redução do preço médio internacional do petróleo, em consonância com a desvalorização observada nas referências globais, especialmente no Brent.

Em 2025, a demanda global por petróleo permaneceu em trajetória de crescimento, com expansão estimada pela OPEC em cerca de 1,3 milhão de barris por dia. Embora o consumo mundial tenha continuado avançando, observou-se um ambiente de crescimento mais moderado em comparação ao período de forte recuperação pós-pandemia, refletindo fatores como a desaceleração econômica em mercados relevantes e o avanço gradual da eletrificação da frota veicular.

O ambiente geopolítico permaneceu desafiador ao longo de 2025, marcado pela continuidade do conflito no Leste Europeu, por ataques a rotas marítimas estratégicas no Mar Vermelho e por

tensões persistentes no Oriente Médio, entre outros focos de instabilidade regional. Apesar desse cenário de elevada incerteza, a produção global de petróleo manteve trajetória de crescimento moderado, impulsionada principalmente pela expansão da oferta em países não integrantes da OPEP+, com destaque para Brasil, Canadá, Guiana e Estados Unidos.

Essas diferentes perspectivas refletem a complexa interação entre interesses econômicos, políticas energéticas regionais, dinâmica de mercado e metas de sustentabilidade de longo prazo, elementos que seguiram influenciando, em 2025, a percepção global sobre as necessidades de investimento no setor de petróleo e gás natural.

A estimativa de investimento global no segmento *upstream* em 2025, considerando os custos globais (CAPEX+OPEX+ABEX+E&A_inc Seismic) é cerca de 2% menor do que em 2024. A ordem de grandeza da participação do Brasil em investimentos em E&P com relação ao Mundo foi de 5% em 2025, com previsão de estabilidade em 2026.

O aumento do número de blocos e da área sob contrato constitui um importante indicador antecedente da atividade exploratória. A expansão observada em 2025 amplia o conjunto de oportunidades disponíveis para a indústria e contribui para explicar a retomada da perfuração de poços observada no período. Nesse sentido, o crescimento da área contratada fortalece as perspectivas de geração de novas descobertas, futuras declarações de comercialidade e desenvolvimento de projetos capazes de sustentar a produção nacional no longo prazo.

No pilar Desenvolvimento da Atividade, verificou-se recuperação da atividade exploratória em 2025, com aumento do número de poços exploratórios perfurados em relação ao ano anterior e retomada das atividades em áreas de nova fronteira exploratória, incluindo o início da perfuração do poço Morpho na Bacia da Foz do Amazonas. A taxa de sucesso exploratório apresentou recuperação em 2025 em relação ao ano anterior, retornando a patamar compatível com a média observada nos últimos anos, mesmo em um contexto de ampliação das atividades exploratórias em áreas de fronteira e nova fronteira exploratória.

As Declarações de Comercialidade registradas em 2025 demonstram a continuidade da conversão de descobertas em projetos de desenvolvimento, com destaque para os campos Orca e Sul de Orca na Bacia de Santos. Por sua vez, o período entre a adjudicação dos blocos e o início da produção manteve-se relativamente estável nos diferentes ambientes exploratórios, sugerindo que os ciclos de maturação dos projetos brasileiros permanecem compatíveis com o padrão observado nos últimos anos e refletindo, em grande medida, a natureza de longo prazo dos investimentos em E&P.

No pilar Desempenho e Eficiência, os indicadores apontam para a manutenção da competitividade operacional dos ativos brasileiros. O Fator de Recuperação Médio das bacias permaneceu relativamente estável, com destaque para os elevados fatores observados em bacias com relevante produção de gás natural. O crescimento do Fator de Recuperação Atual em algumas bacias sugere o amadurecimento dos ativos e a incorporação gradual do potencial recuperável às reservas provadas e à produção. Esses resultados ilustram a manutenção do interesse por áreas terrestres — especialmente em bacias maduras e campos de pequeno a médio porte — confirmando que a combinação de leilões ativos e estímulos regulatórios vem viabilizando a revitalização e o crescimento do segmento *onshore* no Brasil. Algumas bacias *onshore*, apresentaram uma variação no Fator de Recuperação, diferenças relacionadas aos novos valores de "volume in situ" informados no novo BAR.

O Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA) manteve-se em patamar elevado, refletindo tanto os avanços operacionais quanto os efeitos da evolução regulatória promovida pela Resolução ANP nº 806/2020. A manutenção de altos índices de aproveitamento do gás associado reforça simultaneamente a eficiência operacional dos projetos, a redução das emissões associadas à queima e ventilação de gás e o potencial de ampliação da oferta de gás natural ao mercado doméstico.

A análise da intensidade de carbono, com base nos dados de emissões referentes ao ano de 2024 divulgados pela ANP em 2025, mostrou que os ativos brasileiros continuam apresentando desempenho relativamente favorável, especialmente no ambiente marítimo e nos projetos do pré-sal, caracterizados por elevada produtividade e menor intensidade de emissões por unidade produzida. A ampliação da transparência proporcionada pelo Painel Dinâmico de Emissões da ANP e a incorporação dos indicadores de intensidade de metano representam avanços importantes para o monitoramento ambiental do setor.

Entretanto, o aumento observado nas intensidades de carbono e de metano em 2024 reforça a importância da continuidade dos esforços de mitigação de emissões, particularmente em um contexto marcado pelas metas de descarbonização estabelecidas pelo Plano Clima, pela futura regulamentação de metano em discussão na ANP e pela inclusão das atividades de exploração e produção entre os setores abrangidos pela primeira fase de implementação do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões (SBCE).

De forma geral, os resultados observados indicam que o Brasil continua apresentando condições favoráveis para a manutenção de uma indústria de petróleo e gás competitiva, com capacidade de reposição de reservas, desenvolvimento de novos projetos e aproveitamento eficiente dos recursos produzidos. Ao mesmo tempo, os indicadores evidenciam a crescente importância dos fatores ambientais e climáticos para a competitividade futura do setor. Nesse contexto, a capacidade de conciliar expansão da produção, aproveitamento eficiente dos recursos e redução das emissões tende a se consolidar como um dos principais determinantes da atratividade dos ativos brasileiros ao longo das próximas décadas.

5. Referências Bibliográficas

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2026a). Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2025 ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos-reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim-anual-reservas-2025.pdf. Acesso em: 16.abr.2026.

_____. _____, (2026b). Painéis Dinâmicos SDP – Recursos e Reservas ANP. ANP. Disponível em: https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjA1ODA2MGQtMjg0OC00NTMzLWFjMzEtYTdkYjhjOGY5OTUwIiwidCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY2FkYzkxMyJ9. Acesso em: 28.mai.2026.

_____. _____, (2026c). Painéis Dinâmicos de Produção de Petróleo e Gás Natural ANP. ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/ptbr/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/paineis-dinamicos-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural. Acesso em: 28.mai.2026.

_____. _____, (2026d). Encarte de Consolidação da Produção 2025. Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural. ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/ptbr/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural. Acesso em: 28.mai.2026.

_____. _____, (2026e). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2026. ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/ptbr/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2025. Acesso em: 15 jun. 2026.

_____. _____, (2026f). *Importações e Exportações*. ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/importacoes-e-exportacoes. Acesso em: 16.abr.2026.

_____. _____, (2026g). *Blocos Sob Contrato*. ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-da-fase-de-exploracao. Acesso em: 16.abr.2026.

_____. _____, (2026h). *Poços Exploratórios*. ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-da-fase-de-exploracao. Acesso em: 16.abr.2026.

_____. _____, (2026i). *Declaração de Comercialidade*. ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-da-fase-de-exploracao. Acesso em: 16.abr.2026.

_____. _____, (2026j). *IC e Metano*. ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp/paineis-dinamicos-sobre-exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/painel-dinamico-de-emissoes. Acesso em: 16.abr.2026.

_____. _____, (2026k). *Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural.* ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural. Acesso em: 23.jul.2026.

_____. _____, (2026l). *Relatório Anual de Exploração 2024*. ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/fase-de-exploracao/relatorio-anual-exploracao-2024.pdf. Acesso em: 16.abr.2026.

_____. _____, (2026m). *Relatório Anual de Exploração 2025*. ANP. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/fase-de-exploracao/relatorio-anual-exploracao-2025.pdf. Acesso em: 07.ago.2026.

_____. _____, (2026n). *Produção de Gás Natural no Brasil*. ANP. Disponível em: producao-gas-natural-m3.xls. Acesso em: 23.jul.2026.

BRASIL, (2017). Resolução CNPE nº 17 de 8 de junho de 2017: Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência. Diário Oficial da União, Brasília, 06 de julho de 2017. Seção 1, p. 1. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2017. Acesso em: 20 mai. 2026.

CASA CIVIL. (2026a). *Novo PAC*. Presidência da República. Disponível em: https:// www.gov.br/casacivil/pt-br/novopac/transparencia. Acesso em: 29 abr.2026.

_____. _____, (2026b). Notícias: Novo PAC alcança execução orçamentária total em 2025 e consolida desempenho financeiro expressivo. Secretaria de Comunicação Social. 2026. Disponível em: www.gov.br/secom/pt-br/acompanhe-a-secom/noticias/2026/01/novo-pac-alcanca-execucao-orcamentaria-total-em-2025-e-consolida-desempenho-financeiro-expressivo. Acesso em: 17 abr.2026.

CNI. Confederação Nacional da Indústria. (2026). Relatório Infraestrutura, CNI. Ano 24, Número 3, março de 2026. Disponível em: https://www. static.portaldaindustria.com.br/media/filer_public/bd/df/bddf25a4-351c-48bf-8334-86b2a9bbcd15/relatorio_infraestrutura_marco2026_v2.pdf. Acesso em: 08 jun. 2026.

EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2026). *Short-Term Energy Outlook. Global oil markets*, EIA. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.php. Acesso em: 13 mai. 2026.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2018). Nota Técnica DPG-SPT n.º 02/2018 Indicadores de Monitoramento da Política de E&P. EPE. Disponível em: < https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/indicadores-de-monitoramento-da-politica-de-e-p-#:~:text=Esta%20Nota%20T%C3%A9cnica%20define%20a%20metodologia%20de%20obten%C3%A7%C3%A3o,CNPE%20em%202017%2C%20estes%20indicadores%20ser%C3%A3o%20atualizados%20anualmente. Acesso em: 20 mai. 2026.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2026a). *Oil Market Report - December 2025*, International Energy Agency, OECD/IEA. Disponível em: www.iea.org/reports/oil-market-report-december-2025 Acesso em: 15 jun. 2026.

_____. _____, (2026b). *World Energy Investment 2026.* International Energy Agency, IEA. Disponível em: https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2026. Acesso em: 15 jun. 2026.

_____. _____, (2026c). *The Oil and Gas Industry in Net Zero Transitions.* International Energy Agency, IEA. Disponível em: https:// www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-net-zero-transitions/executive-summary. Acesso em: 22 jun. 2026.

_____. _____, (2026d). *Global Methane Tracker 2026: Regional Insights. Paris: IEA, 2026. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2026/regional-insights>. Acesso em: 7 ago. 2026.*

_____. _____, (2025a). *Guidelines for Promoting Decarbonization for Oil and Gas Exploration and Production Activities (Brazil). Paris: IEA, 2025a. Disponível em: <https://www.iea.org/policies/25702-guidelines-for-promoting-decarbonization-for-oil-and-gas-exploration-and-production-activities-brazil>. Acesso em: 7 ago. 2026.*

_____. _____, (2025b). Brazil 2025: Policy Recommendations for Brazil. Paris: IEA, 2025b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/brazil-2025/policy-recommendations-for-brazil>. Acesso em: 7 ago. 2026.

MDIC. MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS, (2026). *Comex Stat*. Governo Federal. *Notícias: Exportações brasileiras alcançam US$ 349 bi em 2025 e batem recorde histórico.* MDIC. 2026. Disponível em: https://www.gov.br/ mdic/pt-br/assuntos/noticias/2026/janeiro/exportacoes-brasileiras-alcancam-us-349-bi-em-2025-e-batem-recorde-historico. Acesso em: 15 jun. 2026.

OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, (2026). *OPEC Annual Statistical Bulletin 61th edition*. Organization of the Petroleum Exporting Countries, Vienna, Austria. Disponível em: www.opec.org/annual-statistical-bulletin.html. Acesso em: 15 jun. 2026.

PETROBRAS, (2026a). Comunica Bacia de Santos. *Projeto Tota 3*. Petrobras. Disponível em: https://comunicabaciadesantos.petrobras.com.br/empreendimentos/rota-3. Acesso em: 15 jun. 2026.

_____. _____, (2026b). Plano de Negócios Petrobras 2026 - 2030. Petrobras. Disponível https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa 17d60b2de47d/4c9eecc5-c298-081d-799f-217fff1a1c82?origin=2. Acesso em: 15 jun. 2026.

RYSTAD ENERGY. *Exploration Analysis: Success Rates*. Oslo: Rystad Energy, 2026. Base de dados proprietária. Acesso mediante licença comercial. Consulta realizada em: 07 ago. 2026.

S&P GLOBAL. (2026a). Notícia*: Asian refiners cheer OPEC+ hike but non-Middle East crude diversification in focus*. S&P Global. Disponível em: https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/crude-oil/070925-asian-refiners-cheer-opec-hike-but-non-middle-east-crude-diversification-in-focus publications.opec.org/asb/Download. Acesso em: 22 de mai. 2026.

_____. _____, (2026b). Notícia*: Asian refiners wary over strong Chinese, Indian bids for Middle East crude post Russia sanctions*. S&P Global. Disponível em: https://www.energy/en/news-research/latest-news/crude-oil/011525-asian-refiners-wary-over-strong-chinese-indian-bids-for-middle-east-crude-post-russia-sanctions. Acesso em: 22 de mai. 2026.

_____. _____, (2026c). Commodity – Oil Report. S&P Global. Disponível em: https://www.spglobal.com/energy/en/commodity/oil. Acesso em: 22 de mai. 2026.

_____. _____, (2026d). Notícia*: OPEC trims 2025 oil demand growth estimate but hikes 'call' on its crude*. S&P Global. Disponível em: https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/crude-oil/061625-opec-trims-2025-oil-demand-growth-estimate-but-hikes-call-on-its-crude. Acesso em: 09 de jun. 2026.

_____. _____, (2026e). *Vantage*. Explore S&P Global. Acesso em: 7 ago. 2026.

WORLD BANK. Flaring and Venting Regulations: Global Summary Report. Washington, DC: World Bank, 2023. Disponível em: <https://flaringventingregulations.worldbank.org/summary-report>. Acesso em: 7 ago. 2026.

_____. _____, (2023b). Brazil: Flaring and Venting Regulatory Framework Review. Washington, DC: World Bank, 2023. Disponível em: <https://flaringventingregulations.worldbank.org/brazil>. Acesso em: 7 ago. 2026.