

Petróleo e Gás Natural

Fernando Luiz E. Viana

Engenheiro Civil. Mestre em Engenharia de Produção. Doutor em Administração.
Coordenador de Estudos e Pesquisas do ETENE/BNB.

Resumo: A indústria de petróleo e gás natural é marcada por elevada intensidade de capital, grandes economias de escala, altos riscos e forte influência de fatores geopolíticos, operando em um mercado global concentrado e volátil. Embora a transição energética esteja em curso, petróleo e gás seguem estratégicos para o suprimento mundial de energia, com crescente relevância do gás natural como combustível de transição. O Brasil tem ampliado sua importância no mercado internacional, alcançando em 2025 a 6ª posição entre os maiores produtores mundiais de petróleo e a 13ª de gás natural. A produção nacional atingiu 218,8 milhões de m³ de petróleo (+ 12,0%) e 65,4 bilhões de m³ de gás natural (+16,7%), impulsionada principalmente pelo pré-sal, enquanto as vendas de derivados e as exportações apresentaram crescimento, mantendo saldo comercial amplamente superavitário. As perspectivas para o setor são positivas, com previsão de expansão da produção de petróleo, gás natural e derivados nos próximos anos, apoiada por investimentos da Petrobras e de empresas privadas. No Nordeste, destacam-se oportunidades associadas ao Projeto Sergipe Águas Profundas, aos avanços na exploração da Margem Equatorial, à expansão da infraestrutura de gás natural e GNL e à implantação de novas termelétricas, criando um ambiente favorável à atração de investimentos, geração de empregos e demanda por financiamentos.

Palavras-chave: Petróleo, Gás Natural, Desempenho, Perspectivas.

1 Contextualização

O presente documento apresenta informações sobre a extração de petróleo e gás natural, que faz parte das indústrias extrativas, de modo que se tenha um panorama recente do setor no Brasil e no Nordeste, incluindo sua caracterização, desempenho recente e perspectivas. Esta análise contempla o grupo 06.0 da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE), o qual possui apenas uma classe CNAE: 06.00-0 (Extração de Petróleo e Gás Natural), da seção B – indústrias extrativas. Em parte

ESCRITÓRIO TÉCNICO DE ESTUDOS ECONÔMICOS DO NORDESTE - ETENE

Expediente: Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste - ETENE: Rogerio Sobreira Bezerra (Economista-Chefe) Allisson David de Oliveira Martins (Gerente de Ambiente). Célula de Estudos e Pesquisas Setoriais: Luciano F. Ximenes (Gerente Executivo), Biagio de Oliveira Mendes Junior, Fernando L. E. Viana, Francisco Diniz Bezerra, Jackson Dantas Coelho, Kamilla Ribas Soares, Maria de Fátima Vidal. Célula de Gestão de Informações Econômicas: Wendell Márcio Araújo Carneiro (Gerente Executivo), Carlos Henrique Alves de Sousa, Márcia Melo de Matos, Gustavo Bezerra Carvalho (Projeto Gráfico), Breno Pereira Aragão, Sânia da Silva Costa (Bolsistas de Nível Superior). O Caderno Setorial ETENE é uma publicação mensal que reúne análises de setores que perfazem a economia nordestina. O Caderno ainda traz temas transversais na sessão "Economia Regional". Sob uma redação eclética, esta publicação se adequa à rede bancária, pesquisadores de áreas afins, estudantes, e demais segmentos do setor produtivo.

Contato: Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste - ETENE. Av. Dr. Silas Munguba 5.700, Bl A2 Térreo, Passaré, 60.743-902, Fortaleza-CE. <http://www.bnb.gov.br/etene>. E-mail: etene@bnb.gov.br

Aviso Legal: O BNB/ETENE não se responsabiliza por quaisquer atos/decisões tomadas com base nas informações disponibilizadas por suas publicações e projeções. Desse modo, todas as consequências ou responsabilidades pelo uso de quaisquer dados ou análises desta publicação são assumidas exclusivamente pelo usuário, eximindo o BNB de todas as ações decorrentes do uso deste material. O acesso a essas informações implica a total aceitação deste termo de responsabilidade. É permitida a reprodução das matérias, desde que seja citada a fonte. SAC 0800 728 3030; Ouvidoria 0800 033 3030; bancodonordeste.gov.br

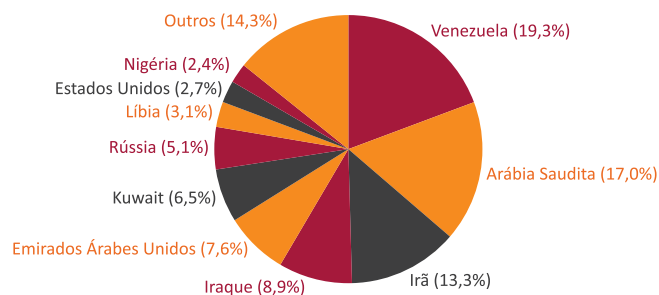
da análise (empregos), para que se tenha uma melhor noção da importância econômica da cadeia de petróleo e gás, também foi considerado o grupo 09.1, que inclui apenas a classe CNAE: 09.10-6 (Atividades de Apoio à Extração de Petróleo e Gás Natural).

A indústria de petróleo é organizada em torno de uma atividade que envolve grandes economias de escala, riscos, custos e barreiras à produção de uma commodity não renovável. Além disso, a indústria possui características de mercado oligopolista, com concentração da produção e, principalmente, do comércio internacional, em países que frequentemente passam por instabilidades geopolíticas. Ao se analisar a evolução da indústria mundial de petróleo, notam-se momentos de intensa atividade, com períodos de oferta significativamente menor que a demanda, alternando-se com períodos de sobre oferta. Essa natureza inerentemente cíclica e volátil da indústria é, em grande parte, decorrente da necessidade de vultosos investimentos e do longo prazo de maturação para a maioria dos grandes projetos estruturantes. Pelo lado da oferta, o principal determinante é a política das empresas produtoras nacionais (National Oil Companies - NOCs) e das grandes multinacionais (International Oil Companies - IOCs). Pelo lado da demanda, o fator-chave é o crescimento das economias e, cada vez mais, as rotas tecnológicas e políticas públicas implementadas (EPE, 2016).

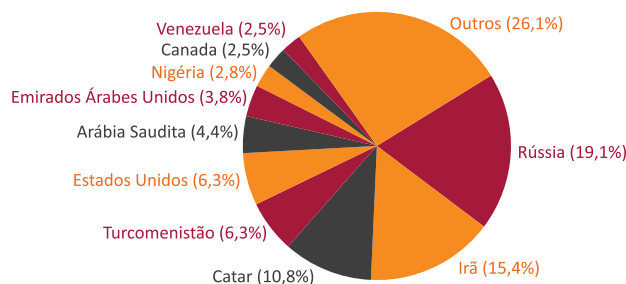
A cadeia de petróleo e gás natural está dividida em três grandes etapas, as quais, por sua vez, congregam diversas atividades. O *upstream* está relacionado às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, sendo essa a fase em que há maiores riscos de investimentos, o que é compensado pela possibilidade de obter elevados lucros. O *midstream* compreende as atividades de refino e transporte. Já o *downstream* inclui a distribuição e revenda de derivados, sendo a etapa da cadeia na qual se concentra a maior quantidade de empresas em operação no Brasil. É importante ressaltar que a análise efetuada no presente trabalho inclui as atividades que compõem a etapa *upstream* da cadeia e, na análise referente aos empregos, inclui as atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural, conforme supracitado. Também são apresentadas algumas informações sobre a atividade de refino, que faz parte da etapa *midstream*.

A indústria de petróleo e gás natural possui grande importância na indústria extrativa brasileira, na participação no PIB e na geração de empregos, bem como destacada relevância na economia mundial. Devido à crescente preocupação ambiental com o aumento da concentração de gases de efeito estufa (GEE) e suas consequências climáticas sobre o planeta, o petróleo vem perdendo participação na matriz energética mundial, porém essa redução é lenta. Por outro lado, o volume absoluto apresenta uma consistente tendência de crescimento, quase permanentemente. A resiliência do petróleo é explicada também por ser uma indústria intensiva não só em capital, mas também em ativos. Assim, as mudanças são mais lentas, menos disruptivas, em função dos altos valores investidos na estrutura física e com retorno mais longo. No âmbito das discussões sobre a necessidade de diminuição das emissões de GEE e descarbonização de alguns setores mais intensivos no consumo de combustíveis fósseis, ganha força a defesa pelo maior uso do gás natural em substituição e combustíveis que levam a um maior nível de emissões (óleo diesel, carvão mineral), mesmo não se tratando de uma substituição ideal por não eliminar as emissões. Com isso, o gás natural tem aumentado sua relevância na matriz energética mundial, especialmente nas duas últimas décadas.

Em termos mundiais, as reservas de petróleo e gás natural, bem como a produção de ambos, apresentam certa concentração em poucos países, embora com algumas diferenças em termos de grau de importância para cada um dos produtos. Em 2025, as reservas provadas de petróleo no mundo atingiram a marca de 1,572 trilhão de barris, apresentando um leve crescimento de 0,47% em relação aos valores de 2024. Já as reservas provadas mundiais de gás natural somaram 220,3 trilhões de m³, um aumento de 0,63% em comparação com 2024. Os gráficos 1 e 2 apresentam, respectivamente, as concentrações das reservas de petróleo e gás natural nos países mais representativos.

Gráfico 1 – Distribuição das reservas provadas mundiais de petróleo, em 2025, entre os principais países

Fonte: OPEC (2026). Elaboração do BNB/Etene.

Gráfico 2 – Distribuição das reservas provadas mundiais de gás natural, em 2025, entre os principais países

Fonte: OPEC (2026). Elaboração do BNB/Etene.

Como se pode perceber nos gráficos 1 e 2, 85,7% das reservas provadas de petróleo e 73,9% das reservas provadas de gás natural estão concentradas em dez diferentes países, vários dos quais (Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Estados Unidos, Irã, Nigéria, Rússia e Venezuela) estão presentes nas duas listas. O Brasil, em 2025, estava na 14ª posição no ranking mundial de reservas de petróleo (16,8 milhões de barris) e na 26ª posição no ranking de reservas de gás natural (577 bilhões de m³).

Com relação à produção, o volume de petróleo bruto produzido no mundo em 2025 aumentou 3,1% em relação a 2024, passando de 72,61 milhões de barris/dia para 74,85 milhões de barris/dia. Já a produção de gás natural alcançou 4,34 trilhões de m³ em 2025, aumento de 1,3% em relação a 2024. Apesar de haver uma menor concentração em comparação com a disponibilidade de reservas, os dez principais produtores de petróleo concentram 73,0% da produção mundial (Tabela 1), valor próximo à concentração (73,8%) dos dez principais produtores de gás natural (Tabela 2). O Brasil foi, em 2025, o 6º maior produtor de petróleo e o 13º maior produtor de gás natural.

Tabela 1 – Produção de petróleo nos principais países produtores em 2025

Países	Produção de petróleo (mil barris/dia)	%
Estados Unidos	13.586	18,2%
Arábia Saudita	9.480	12,7%
Rússia	9.129	12,2%
China	4.321	5,8%
Iraque	3.775	5,0%
Brasil	3.660	4,9%
Irã	3.263	4,4%
Emirados Árabes Unidos	3.119	4,2%
Kuwait	2.470	3,3%
Noruega	1.840	2,5%
Outros	20.210	27,0%
Total	74.853	100,0%

Fonte: OPEC (2026). Elaboração do BNB/Etene.

Tabela 2 – Produção de gás natural nos principais países produtores em 2025

Países	Produção de gás natural (bilhões m3)	%
Estados Unidos	1.116	25,7%
Rússia	625	14,4%
Irã	280	6,5%
China	256	5,9%
Canadá	218	5,0%
Catar	212	4,9%
Austrália	157	3,6%
Noruega	125	2,9%
Arábia Saudita	111	2,6%
Argélia	105	2,4%
Outros	1.136	26,2%
Total	4.342	100,0%

Fonte: OPEC (2026). Elaboração do BNB/Etene.

Os países da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEC)¹ detinham 79,1% das reservas de petróleo e 33,9% das reservas de gás natural, bem como 36,7% da produção de petróleo e 15,5% da produção de gás natural em 2025. No tópico 2 são apresentadas informações sobre o desempenho recente do setor de petróleo e gás natural no Brasil.

2 Desempenho Recente

Os tópicos seguintes apresentam informações referentes às principais variáveis associadas ao desempenho da indústria de petróleo e gás.

2.1 Produção

Com relação à produção de petróleo e gás no Brasil, os dados disponibilizados pela ANP, referentes ao período 2021-2025, mostram uma predominância de crescimento da produção de petróleo (exceto entre 2023 e 2024) e gás natural (todos os anos) no período, enquanto a produção de gás natural liquefeito (GNL) vinha desacelerando nos últimos anos, mas deu sinais de recuperação a partir de 2025 (Tabela 3).

Tabela 3 – Evolução da produção de petróleo, gás natural liquefeito (GNL) e gás natural no Brasil no período 2021-2025 (em mil m3)

Tipo de Produto	2021	2022	2023	2024	2025
Petróleo	168.585	175.339	197.397	195.397	218.777
GNL	5.269	5.321	4.639	4.396	4.805
Gás Natural	48.824.327	50.338.081	54.677.136	56.069.588	65.421.555

Fonte: ANP (2026b). Elaboração do BNB/Etene.

Considerando o período analisado (2021-2025), a produção de petróleo cresceu 29,8%, a de gás natural liquefeito caiu 8,8% e a de gás natural apresentou incremento de 34,0%. A queda na produção de GNL explica-se pela maior disponibilidade de gás natural, embora, em 2025, há sinais de reversão dessa tendência, que pode se concretizar nos próximos anos, em função de uma nova estratégia de exploração do GNL no Brasil, o que será comentado na seção 3. Esse movimento de retomada da produção de GNL parece continuar em 2026, tendo em vista que os dados acumulados até maio mostram um forte crescimento de 32,7% da produção em relação ao mesmo período de 2025. Os mesmos dados disponíveis de 2026 mostram um crescimento de 17,0% na produção de petróleo e de 22,0% na produção de gás natural. As previsões da 4intelligence (2026) para o desempenho em todo o ano de 2026 indicam

1 OPEC (OPEC, em inglês) é composta atualmente por doze países membros: Argélia, Arábia Saudita, Congo, Emirados Árabes Unidos, Gabão, Guiné Equatorial, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria e Venezuela. Informações detalhadas sobre a organização estão disponíveis no site http://www.opec.org/opec_web/en/.

um crescimento de 11,0% na produção de petróleo e de 15,0% na produção de gás natural, sustentados pela entrada em operação de novas plataformas da Petrobras e outras empresas como a PRIO.

O Brasil produz derivados nas suas refinarias utilizando tanto petróleo produzido nacionalmente, como petróleo importado. Isso ocorre porque o parque de refino brasileiro é mais adequado para o refino de petróleo leve, que é melhor para a produção de gasolina e óleo diesel, ao passo que a maior parte do petróleo produzido no Brasil, proveniente de águas profundas, é considerado pesado, mais adequado para a produção de asfalto. A Tabela 4 apresenta o volume refinado de petróleo no Brasil, por refinaria, no período 2021-2025.

Tabela 4 – Volume de petróleo refinado no Brasil, por refinaria: 2021-2025 (em mil m3)

REFINARIA	2021	2022	2023	2024	2025
DAX OIL	123	143	170	136	83
LUBNOR	448	506	510	462	444
MANGUINHOS	494	549	556	688	577
REAM	1.764	1.793	1.670	551	105
RECAP	3.139	3.377	3.244	3.063	3.342
REDUC	10.960	12.043	12.996	12.486	12.519
REFAP	8.814	9.586	8.725	10.251	9.727
REFMAT	11.983	14.461	14.887	13.369	15.208
REGAP	7.974	8.633	8.678	8.913	8.869
REPAR	10.576	9.379	11.825	11.276	11.749
REPLAN	20.766	21.996	23.305	23.209	22.965
REVAP	13.444	13.375	13.672	13.751	12.002
RIOGRANDENSE	653	692	784	602	654
RNEST	4.032	4.241	4.858	5.004	4.543
RPBC	8.696	10.111	9.069	9.874	9.715
3R POTIGUAR ⁽¹⁾	1.651	1.403	1.312	1.935	1.829
SSOIL	0	11	22	171	374
TOTAL	105.519	112.300	116.285	115.744	114.707

Fonte: ANP (2026b). Elaboração do BNB/Etene.

Nota: (1) Antiga Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC)

Tendo-se como referência o ano de 2025, percebe-se que as refinarias nacionais tiveram queda de 0,9% na produção, em relação a 2024, e processaram apenas o equivalente a 52,4% do petróleo produzido no País, percentual esse que voltou a cair após uma pequena recuperação em 2023 e 2024 em relação ao que vinha ocorrendo nos anos anteriores. Isso sinaliza certa estagnação da capacidade de refino brasileira, mesmo com a mudança em algumas políticas da Petrobrás implementadas a partir de 2023, que incluíram uma retomada do investimento em aumento da capacidade de refino. Ao longo do período 2021-2025 o refino teve crescimento acumulado de 8,7%. Adicionalmente, considerando os dados do mesmo ano, percebe-se que as refinarias localizadas no Nordeste (LUBNOR-CE, REFMAT-BA, RNEST-PE e 3R Potiguar-RN) foram responsáveis por 19,2% do volume refinado de petróleo no Brasil. Em 2026, considerando-se os dados disponíveis (até junho), houve um crescimento de 6,2% no refino de petróleo, em relação ao mesmo período de 2025. Esses dados sinalizam que haverá crescimento no refino de petróleo no Brasil em 2026, revertendo a queda de 2025, conforme as expectativas. A 4intelligence (2026) prevê que o refino de petróleo em 2026 deve crescer 4,0% em relação ao volume refinado em 2025.

Outra informação importante diz respeito aos volumes de produção de derivados de petróleo por tipo de produto, conforme apresenta a Tabela 5.

Tabela 5 – Produção de derivados do petróleo no Brasil, por produto: 2021-2025 (em mil m3)

PRODUTO	2021	2022	2023	2024	2025
Asfalto	1.857	2.340	2.660	2.707	2.088
Coque	4.367	4.503	4.558	4.527	4.571
Gasolina A	25.403	26.341	28.529	30.014	30.140
Gasolina de aviação	56	55	39	47	35
GLP	7.228	7.688	8.137	7.893	7.456
Nafta	4.657	5.809	5.672	5.293	5.286
Óleo combustível	16.962	18.366	18.466	17.235	17.673
Óleo diesel	42.853	45.529	47.356	48.918	47.350
Óleo lubrificante	622	576	513	646	621
Outros não energéticos	2.376	2.335	2.307	2.275	2.127
Parafina	57	84	82	114	109
Querosene de aviação	4.113	4.854	5.438	5.861	5.836
Querosene iluminante	5	8	7	6	2
Solvente	408	372	463	415	353
TOTAL	110.965	118.920	124.229	125.952	123.674

Fonte: ANP (2026b). Elaboração do BNB/Etene.

Como se pode perceber, considerando os dados de 2025, o principal produto refinado no Brasil é o óleo diesel (38,2% do total refinado), seguido da gasolina A (24,4%) e do óleo combustível (14,3%). Conforme supracitado, o petróleo produzido no Brasil é predominantemente do tipo pesado, menos propício à produção de gasolina. Os dados disponíveis até o momento de 2026 (até abril) indicam um crescimento de 3,0% da produção de derivados de petróleo em relação ao mesmo período de 2025.

2.2 Vendas

Com relação às vendas de derivados, percebe-se que as quantidades vendidas superam as quantidades produzidas no Brasil, o que tem impacto na balança comercial. A Tabela 6 apresenta as vendas de derivados por grande região, na qual se percebe o grande peso da Região Sudeste (40,5% em 2025) no consumo de derivados no País. A Região Nordeste, por sua vez, foi responsável por 19,0% do consumo de derivados de petróleo em 2025. Embora com valores diferentes, essa participação na venda de derivados das regiões guarda certa proporção com a participação destas no PIB brasileiro.

Tabela 6 – Vendas, pelas distribuidoras, dos derivados combustíveis de petróleo por Grande Região: 2021-2025 (em mil m3)

REGIÃO	2021	2022	2023	2024	2025
Centro-Oeste	14.065	14.932	15.685	15.511	16.367
Nordeste	23.748	22.950	24.340	25.436	26.387
Norte	11.805	12.018	11.846	11.889	11.902
Sudeste	48.291	51.975	55.079	54.611	56.207
Sul	24.805	25.622	26.514	26.883	27.697
Total	122.715	127.498	133.465	134.329	138.560

Fonte: ANP (2026b). Elaboração do BNB/Etene.

Chama atenção, também, a relação existente entre a evolução das vendas de derivados e o comportamento da economia, considerando os crescimentos das vendas ocorrido nos últimos anos, após uma queda que havia ocorrido em 2020 (pandemia).

No caso específico da Região Nordeste, a participação dos estados nas vendas também segue uma lógica de equivalência aos tamanhos das economias, embora de forma não proporcional. Em termos de vendas por tipos de produtos na Região, gasolina e óleo diesel se destacam como principais produtos vendidos (Tabela 7).

Tabela 7 – Vendas, pelas distribuidoras, dos derivados combustíveis de petróleo por produto no Nordeste: 2021-2025 (em mil m3)

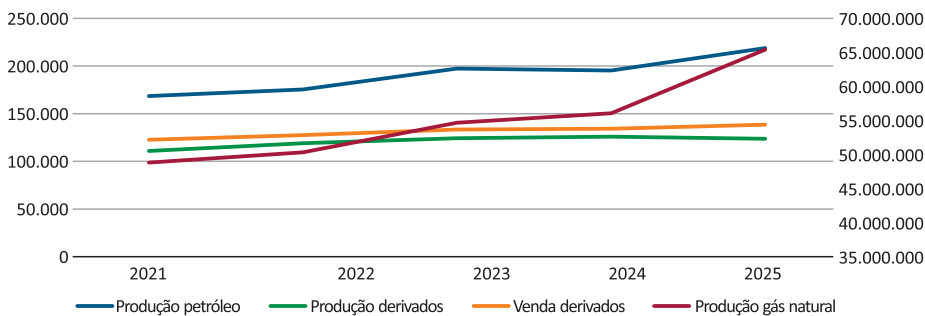
PRODUTO	2021	2022	2023	2024	2025
Gasolina C	8.269	8.655	9.382	9.675	10.068
Gasolina de aviação	4	4	4	4	4
GLP	3.245	3.215	3.234	3.307	3.342
Óleo combustível	1.728	489	580	631	410
Óleo diesel	9.835	9.705	10.255	10.761	11.191
Querosene de aviação	667	880	880	1.052	1.370
Querosene iluminante	0	3	5	5	1
Total	23.748	22.950	24.340	25.435	26.387

Fonte: ANP (2026b). Elaboração do BNB/Etene.

Após queda das vendas de combustíveis no Nordeste entre 2021 e 2022 (ano impactado pela volatilidade dos preços ocorrida no mercado internacional devido à guerra Rússia-Ucrânia), a partir de 2023 houve crescimento das vendas tanto no Brasil, como no Nordeste, levando a 12,9% o crescimento no agregado nacional no período 2021-2025 e 11,1% em nível regional. Já em 2026, os dados disponíveis até o momento em nível nacional (até maio) indicam um crescimento de 2,0%, em relação ao mesmo período de 2025.

Para se ter uma ideia de evolução dos diferentes indicadores de produção e vendas do setor de petróleo e gás no Brasil, apresenta-se, no Gráfico 3, a evolução da produção de petróleo e gás natural, bem como da produção de derivados e da venda de derivados.

Gráfico 3 – Evolução da produção e vendas de produtos do setor de petróleo e gás no Brasil no período 2021-2025 (em mil m3).



Fonte: ANP (2026b). Elaboração do BNB/Etene.

Além das análises efetuadas acerca do comportamento da produção e das vendas do setor de petróleo e gás, para se entender o comportamento da demanda total, é essencial a avaliação do comércio internacional de petróleo e gás.

As exportações de petróleo e derivados em volume apresentaram crescimento consistente no período 2021-2025 (Tabela 8), acumulando 43,9% de crescimento no período, puxado pelas exportações de petróleo (45,3%). Em valores monetários (US\$ FOB), houve forte crescimento entre 2021 e 2022, seguido de certa estabilidade nos últimos 3 anos, mantendo sempre valores acima dos US\$ 50 bilhões (Tabela 9). O comportamento das exportações em valores não segue o mesmo padrão do crescimento em volume, devido à volatilidade dos preços e do câmbio.

Tabela 8 – Exportações brasileiras de petróleo e derivados (m3): 2021-2025

Produtos	2021	2022	2023	2024	2025
Petróleo	76.778.239	78.091.619	92.510.868	101.329.923	111.583.684
Coque	966.706	943.032	1.479.503	1.426.313	1.604.478
Gasolina	1.794.574	546.005	1.428.786	1.979.387	1.213.815
Óleo combustível	11.756.684	14.854.651	14.235.190	13.931.326	15.589.173
Óleo diesel	36.727	92.309	308.651	1.028.120	728.843
Querosene de aviação	1.074.172	1.734.163	2.423.279	2.907.126	3.000.591
Outros	767.562	849.435	891.355	553.623	335.115
Total	93.174.664	97.111.215	113.277.633	123.155.818	134.055.699

Fonte: ANP (2026b). Elaboração do BNB/ETENE.

Tabela 9 – Exportações brasileiras de petróleo e derivados (US\$ Mil FOB): 2021-2025

Produtos	2021	2022	2023	2024	2025
Petróleo	30.608.982	42.553.764	42.611.079	44.963.879	44.536.158
Derivados	7.816.742	13.745.952	12.034.917	12.140.013	11.065.657
Total	38.425.725	56.299.718	54.645.996	57.103.892	55.601.815

Fonte: ANP (2026b). Elaboração do BNB/ETENE.

No caso dos derivados, destacam-se as exportações de óleo combustível, pelas características do petróleo brasileiro (pesado).

No que diz respeito às importações, conforme os dados da tabela 10, observa-se um cenário um pouco diferente daquele das exportações quando se consideram os volumes transacionados, pois houve crescimento entre 2021 e 2022, seguido de leve queda nos dois anos seguintes e pequena retomada em 2025, o que deve estar atrelado ao aumento da produção de derivados no Brasil. Uma característica marcante das importações brasileiras é que o valor das importações de derivados é sempre maior que o das importações de petróleo, o que tem relação com a relativa estagnação da capacidade de refino no Brasil, resultado na necessidade de importação de maiores volumes. Assim sendo, o setor é mais um em que o Brasil exporta mais produtos de menor valor agregado (petróleo) e importa mais produtos de maior valor agregado (derivados). Enquanto nas exportações nenhum dos produtos derivados se aproxima, em termos de volumes exportados, do petróleo, nas importações os volumes importados de óleo diesel até superam os do petróleo em alguns anos.

Tabela 10 – Importações brasileiras de petróleo e derivados (m3): 2021-2025

Produtos	2021	2022	2023	2024	2025
Petróleo	9.469.944	15.941.372	16.843.874	16.405.475	14.290.330
Coque	3.573.010	3.625.844	3.589.674	4.325.464	4.407.186
Gasolina	2.419.964	4.318.433	3.951.592	2.739.768	3.496.727
GLP	4.017.136	3.508.665	2.892.093	3.376.036	2.890.047
Nafta	7.991.456	6.771.728	5.255.305	5.098.992	4.415.270
Óleo diesel	14.436.654	15.931.853	14.495.908	14.319.199	17.092.575
Querosene de aviação	373.845	1.294.335	992.125	1.120.630	1.608.269
Outros	3.222.127	2.481.011	3.120.703	3.384.114	2.843.582
Total	45.504.134	53.873.241	51.141.275	50.769.678	51.043.986

Fonte: ANP (2026b). Elaboração do BNB/ETENE.

Tabela 11 – Importações brasileiras de petróleo e derivados (US\$ Mil FOB): 2021-2025

Produtos	2021	2022	2023	2024	2025
Petróleo	3.995.256	9.914.866	9.058.456	8.690.210	6.611.867
Derivados	15.401.033	25.875.650	19.007.856	17.003.532	17.256.023
Total	19.396.291	35.790.517	28.066.312	25.693.742	23.867.890

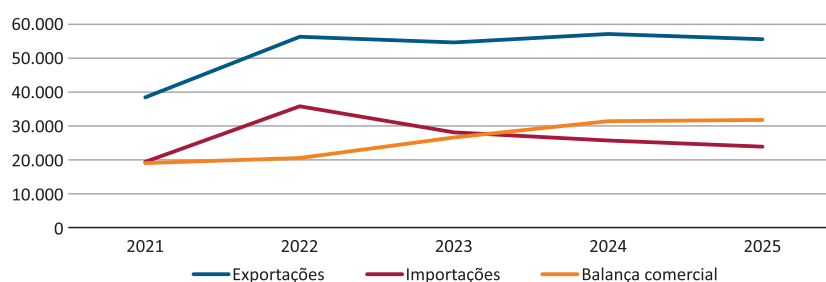
Fonte: ANP (2026b). Elaboração do BNB/ETENE.

Entretanto, conforme já mencionado, a partir de 2023 a Petrobras iniciou mudanças em algumas políticas da companhia implementadas nos anos anteriores, com algum redirecionamento dos investimentos para aumento da capacidade de refino e consequente aumento da produção interna de derivados, bem como diminuição da dependência das importações, conforme se comenta na seção 3 (perspectivas). Uma evidência deste fenômeno é que entre 2022 e 2025 houve aumento das vendas de derivados, enquanto o volume importado desses produtos diminuiu ou cresceu em taxas bem menores.

Entre os derivados importados, destacam-se o óleo diesel, a nafta e o coque que, juntos, foram responsáveis por aproximadamente 70,5% das importações brasileiras de derivados (em volume) em 2025.

Os dados mostram que a balança comercial brasileira de petróleo e derivados foi sempre superavitária no período analisado (Gráfico 4). Esse superávit se deveu ao desempenho (seja de crescimento ou queda) sempre mais favorável das exportações em comparação com as importações.

Gráfico 4 – Balança comercial do setor de petróleo e derivados brasileiro no período 2021-2025 (US\$ milhões FOB)



Fonte: ANP (2026b). Elaboração do BNB/ETENE.

2.3 Empregos

Ao longo dos últimos anos, a indústria de petróleo e gás tem vivenciado momentos de forte volatilidade, tanto no mercado interno, como no mercado internacional, o que teve como importante marco a crise vivenciada devido à pandemia da Covid-19, que no período mais crítico (abril/2020) levou a cotação do petróleo ao menor nível em muitos anos (ver item 3). Passados os períodos mais críticos da pandemia, em 2022 eclodiu a guerra entre Rússia e Ucrânia, que também teve importante impacto nos preços do petróleo, derivados e gás natural, bem como na dinâmica do mercado internacional desses combustíveis. Mais recentemente, já em 2026, o conflito entre Israel/EUA e Irã, com o consequente fechamento do Estreito de Ormuz, levou a uma grande volatilidade dos preços do petróleo e de seus derivados no mercado internacional.

Evidentemente, esses cenários de crise tiveram reflexos nos empregos em toda a cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil, especialmente a pandemia (que perdurou com momentos críticos até 2021), o que pode ser percebido na Tabela 12. Depois de 2 anos de quedas no número de empregos (2020 e 2021), a partir de 2022 houve uma importante recuperação, acumulando um crescimento de 45,7% entre 2021 e 2025. Com esse crescimento, o total de vínculos em 2025 (64.372 empregos) superou o pico anterior, que ocorreu em 2012 (63.394 empregos). É importante mencionar que os estados que não estão relacionados na Tabela 12 não possuíam empregos registrados no setor nos últimos 5 anos.

Tabela 12 – Evolução do emprego na indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio, no período 2021-2025: Brasil, Nordeste e UF

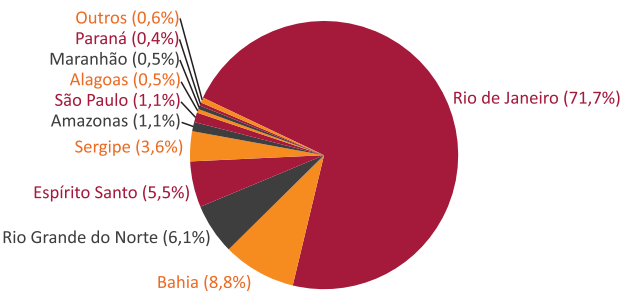
Estado	2021	2022	2023	2024	2025
Alagoas	243	66	320	329	302
Amazonas	662	747	783	740	723
Bahia	3.784	4.684	5.277	5.667	5.689
Ceará	102	53	64	107	101
Distrito Federal	5	3	4	8	1
Espírito Santo	3.207	3.245	3.614	3.509	3.563
Goiás	0	0	0	0	1
Maranhão	214	261	199	263	294
Mato Grosso	8	8	7	6	8
Minas Gerais	30	50	44	47	48
Pará	1	1	1	1	1
Paraíba	10	11	11	12	12
Paraná	3	79	191	248	235
Pernambuco	0	0	0	0	80
Piauí	3	3	2	2	2
Rio de Janeiro	29.624	37.075	40.975	43.916	46.142
Rio Grande do Norte	2.004	3.552	4.142	3.861	3.946
Rio Grande do Sul	15	37	21	4	4
Santa Catarina	129	128	148	162	156
São Paulo	2.871	527	619	694	735
Sergipe	1.280	1.480	1.867	2.482	2.329
Região Nordeste	7.640	10.110	11.882	12.723	12.755
Brasil	44.195	52.010	58.289	62.058	64.372

Fonte: RAIS (2026). Elaboração do BNB/Etene

Percebe-se uma forte concentração do emprego nessa cadeia no Estado do Rio de Janeiro (71,7%), pelo fato de estarem em seu território as grandes bacias produtoras em águas profundas atualmente em operação. No Nordeste, Bahia (8,8%), Rio Grande do Norte (6,1%) e Sergipe (3,6%), nessa ordem, têm presença importante nos empregos dessa cadeia. Esses estados vinham perdendo participação nos últimos anos devido ao maior foco da Petrobrás na extração e produção em águas profundas, mas mostraram recuperação nos últimos anos, embora os três estados tenham oscilado sua participação para baixo em 2025. Considerando o período 2021-2025 e apenas os 5 estados com mais de 1000 vínculos empregatícios no setor, todos apresentaram um importante aumento dos empregos em relação ao primeiro ano (2021) da série.

Como se trata de uma indústria em que a localização das áreas de exploração e produção coincide com as reservas, as atividades da cadeia de petróleo e gás natural brasileira, considerando-se o número de vínculos empregatícios como *Proxy*, são bastante concentradas em estados do Sudeste (78,4% dos empregos em 2025), como pode ser visto no Gráfico 5. Conforme citado anteriormente, isso se deve notadamente ao Estado do Rio de Janeiro, embora Espírito Santo tenha relativa importância. Na Região Nordeste, que concentrava 19,8% dos empregos da cadeia em 2025, Bahia, Rio Grande do Norte e Sergipe, nessa ordem, aparecem entre os cinco estados brasileiros com maior quantidade de empregos na cadeia.

Gráfico 5 – Distribuição geográfica (%) dos empregos na indústria extrativa de petróleo e gás e atividades de apoio em 2025



Fonte: RAIS (2026). Elaboração do BNB/ ETENE

Essa concentração no Sudeste tem se intensificado, consequência da maior dedicação da Petrobrás à exploração em águas profundas e no pré-sal, conforme supracitado, bem como ao menor interesse da empresa na exploração dos poços terrestre (*on shore*).

2.4 Distribuição Regional das Reservas e da Produção

Conforme supracitado, existe certa concentração das áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil, em função da localização das reservas e das suas características. A tabela 13 mostra a distribuição das reservas totais de petróleo e gás natural do Brasil, por Unidade da Federação e localização (terra e mar), em 2025.

Tabela 13 – Reservas totais¹ de petróleo (em milhões de barris) e gás natural (em milhões de m³), por localização (terra e mar), segundo Unidades da Federação: 2025

Estado	Localização	Petróleo (em milhões de barris)	Gás Natural (milhões de m3)
Amazonas	Terra	62	47.961
Maranhão	Terra	2	37.750
Ceará	Terra	4	-
	Mar	0	-
Rio Grande do Norte	Terra	158	2.700
	Mar	5	161
Alagoas	Terra	28	4.990
	Mar	1	900
Sergipe	Terra	152	430
	Mar	334	53.923
Bahia	Terra	161	16.780
	Mar	0	1.670
Espírito Santo	Terra	65	960
	Mar	1.279	39.384
Rio de Janeiro	Mar	24.693	512.980
São Paulo	Mar	1.917	30.870
Paraná	Terra	14	880
Subtotal	Terra	648	111.736
	Mar	28.229	639.888
Total		28.877	751.624

Fonte: ANP (2026a).

Nota: (1) Reservas em 31/12.

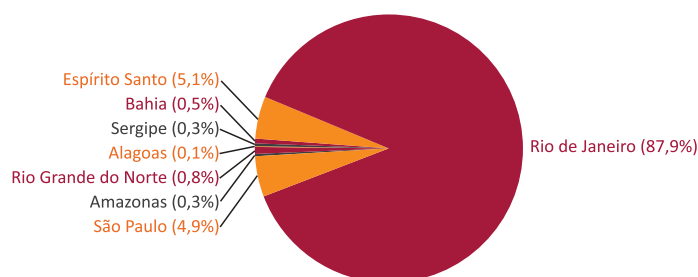
No fim de 2025, as reservas totais de petróleo do Brasil totalizaram 28,9 bilhões de barris, volume 1,0% menor que em 2024. Já as reservas de gás totalizaram 751,6 bilhões de m3, volume 1,5% maior que em 2024.

Como se pode perceber, apenas onze estados brasileiros possuem atualmente reservas de petróleo e/ou gás natural, com maior predominância de reservas marítimas e grande concentração de reservas de petróleo nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e São Paulo, que no ano de 2025 possuíam 96,8% das reservas de petróleo. Já no caso do gás natural, inclui-se na lista dos maiores destaques os estados do Amazonas, do Maranhão e de Sergipe, chegando-se a uma concentração de 96,3% das reservas de gás natural do Brasil nesses seis estados mencionados. No Nordeste, Bahia, Sergipe e Rio Grande do Norte têm maior destaque nas reservas de petróleo, com os três estados em conjunto, totalizando 2,8% das reservas brasileiras do energético em 2025. Já no que diz respeito ao gás natural, conforme supracitado, o Estado do Amazonas ganha relevância no Brasil (6,4% das reservas), enquanto o Maranhão (4,9% das reservas) e Sergipe (7,2%) têm maior destaque no Nordeste. Vale destacar que os dados de 2025 colocam o estado de Sergipe como o mais importante do Nordeste em termos de reserva de petróleo e gás natural, com destaque para o gás, tendo em vista que o estado se posiciona como o 2º maior do Brasil em reservas de gás natural, atrás apenas do Rio de Janeiro. Isso se dá por conta da recente descoberta de gás natural em águas profundas, considerada a mais importante descoberta no Brasil da última década (Borges, 2025), o que levou a Petrobrás a lançar o projeto “Sergipe Águas Profundas”, com investimentos previstos de US\$ 5 bilhões e com previsão de início para 2030, com potencial de aumentar em mais de 34% a oferta atual de gás para o mercado brasileiro. Não à toa, Sergipe já vem atraindo novos investimentos em gás natural, tais como o da empresa Eneva (ver Box 1).

Conforme esperado, cenário semelhante aos dados sobre as reservas de petróleo e gás nos estados brasileiros é encontrado nos dados referentes à distribuição geográfica da produção. Em 2025, a produção nacional de petróleo apresentou crescimento de 12,0% na comparação anual, atingindo 1,38 bilhão de barris. A produção de petróleo no pré-sal ultrapassou 1 bilhão de barris (3 milhões de barris/dia), representando 80% da produção nacional. A produção marítima foi de 1,3 bilhão de barris, correspondente a 97,6% da produção total. Na produção por estados, o Rio de Janeiro se manteve líder, sendo responsável por 87,8% da produção total, com 3,3 milhões de barris/dia em 2025. O Espírito Santo foi o segundo maior produtor nacional, com 192,9 mil barris/dia de produção em 2025, 5,1% do total. O estado de São Paulo foi o terceiro maior produtor, com média de 184,5 mil barris/dia, o equivalente a 4,9% do total nacional (ANP, 2026a).

O Gráfico 6 apresenta a distribuição da produção brasileira de petróleo em oito dos onze estados que tiveram produção em 2025 (as quantidades produzidas no Maranhão, Ceará e Paraná foram insignificantes), no qual fica clara a forte concentração da produção no Rio de Janeiro, bem como em São Paulo e no Espírito Santo, que juntos concentram 97,8% da produção.

Gráfico 6 – Distribuição da produção brasileira de petróleo por Unidade de Federação (%) em 2025



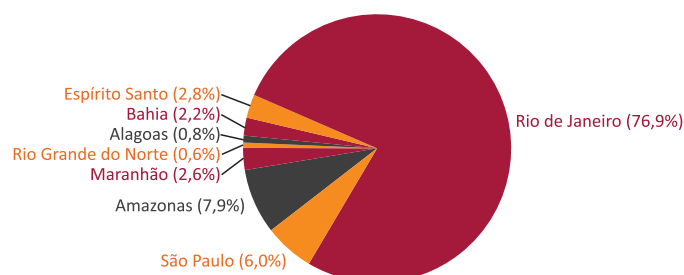
Fonte: ANP (2026a). Elaboração do BNB/ETENE.

A produção de gás natural aumentou pelo 16º ano consecutivo, com alta de 16,7%, totalizando 65,4 bilhões de m³ em 2025. Na década 2016-2025, a produção nacional de gás natural apresentou crescimento médio de 6,3% ao ano e acumulado de 72,7%. A produção em mar correspondeu a 86,4% do total, somando 56,5 bilhões de m³, após alta de 18,9% em relação a 2024. A produção em terra foi de 8,9 bilhões de m³, com aumento de 4,5%. A produção no pré-sal teve crescimento de 19% em 2025, atingindo 51,2 bilhões de m³ e representando 78,2% da produção total de gás natural (ANP, 2026a).

Em termos de distribuição da produção, no caso do gás natural, o cenário muda um pouco, por conta da presença entre os principais produtores de estados que a produção de petróleo não é significativa, como Amazonas e Maranhão, ao contrário da produção de gás natural em seus campos terrestres.

Assim sendo, a concentração da produção nos estados do Rio de Janeiro (76,9%), São Paulo (6,0%) e Espírito Santo (2,8%), diminui para 85,8%, sendo que o Espírito Santo constitui o quarto maior produtor no Brasil, enquanto o Amazonas destaca-se como terceiro maior produtor e o Maranhão o quinto maior produtor. Assim, o Nordeste, especialmente por conta do Maranhão e da Bahia, foi responsável por 6,3% da produção brasileira de gás natural em 2025 (Gráfico 7).

Gráfico 7 – Distribuição da produção brasileira de gás natural por Unidade de Federação (%) em 2025

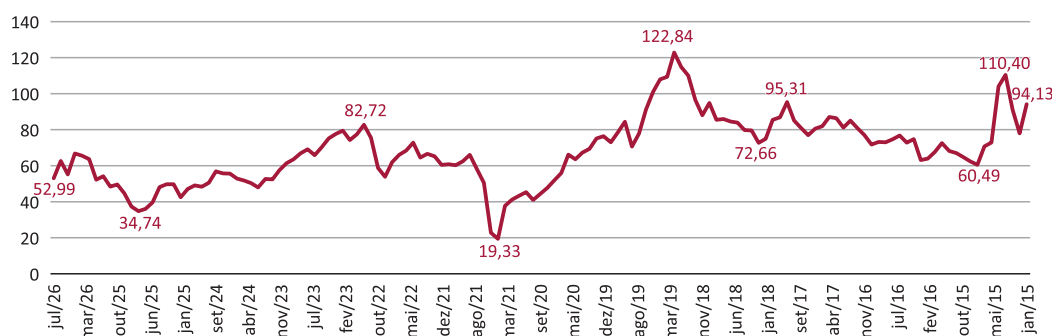


Fonte: ANP (2026a). Elaboração do BNB/Etene.

3 Perspectivas

Ao longo dos últimos anos, o setor de petróleo e gás natural, em nível mundial, vem apresentando certa volatilidade, em função, principalmente, dos preços do petróleo. Depois da forte crise internacional de 2008/2009, no período 2015-2026 houve dois momentos de forte queda do preço do petróleo: entre julho/2015 e janeiro/2016, em que a queda de preços se deu em função do aumento da produção acordada entre os membros da OPEP, com o principal objetivo de inibir iniciativas de países como os Estados Unidos (*shale gas*) e o Brasil (pré-sal) de aumento da produção por meio de processos de exploração não convencionais; e, mais recentemente, entre janeiro/2020 e abril/2020, com o advento da crise econômica causada pela pandemia da Covid-19, associada a uma guerra de preços dos países membros da OPEP com a Rússia, que se recusou a fazer um acordo com a própria OPEP para reduzir a produção frente à crise. Já no início de 2022, com a eclosão da guerra entre Rússia e Ucrânia, houve forte valorização do petróleo, com o preço atingindo o pico de US\$ 122,84/barril em maio/2022. Por fim, mais recentemente, a partir março/2026, com o início do conflito entre Israel/EUA e o Irã e o consequente fechamento do Estreito de Ormuz, houve forte aumento dos preços (pico máximo de cotação diária de US\$ 126,41 em 30/04/2026), cenário que perdurou até meados de junho e que parecia se dissipar a partir do acordo assinado entre EUA e Irã. Entretanto, durante o mês de julho/2026, houve um acirramento das tensões entre EUA e Irã, incluindo ataques retaliatórios, o que levou a um novo ciclo do aumento dos preços. Esse movimento de forte oscilação positiva da cotação do petróleo trouxe pressão inflacionária em praticamente todo o mundo, tendo em vista a dependência mundial do petróleo e seus derivados. O Gráfico 8 apresenta a evolução dos preços do petróleo no período supracitado.

Gráfico 8 – Evolução dos preços médios do petróleo Brent² (US\$): Jan/2015 a Jul/2026



Fonte: Investing.com (2026). Elaboração própria.

² De acordo com IPEA (2005), a palavra Brent designa todo o petróleo extraído no Mar do Norte e comercializado na Bolsa de Londres. A cotação Brent é referência para os mercados europeu e asiático. Já o petróleo WTI é aquele vendido pelos intermediários do West Texas, negociado na Bolsa de Nova York e com a cotação sendo referência para o mercado norte-americano.

Como se pode perceber no Gráfico 8, no período analisado, a maior cotação mensal (US\$ 122,84) foi atingida em maio/2022, pouco tempo depois do início da guerra Rússia-Ucrânia, enquanto o pico inferior da cotação (US\$ 19,33) ocorreu na forte queda ocorrida durante o período mais crítico da pandemia, em abril/2020. Após essa forte queda observada no início da pandemia da Covid-19, as cotações do petróleo apresentaram uma trajetória consistente de crescimento, seguido de queda a partir do 2º semestre de 2022. Depois de um 2025 marcado por quedas mensais das cotações de petróleo, a tendência mudou no começo de 2026. Eventos climáticos e o acirramento de riscos geopolíticos fizeram aos preços recuperarem terreno já em janeiro, o que encerrou uma sequência de seis meses de recuos e se transformou no cenário de forte aumento dos preços, conforme já mencionado.

Independentemente das oscilações de preço que são comuns nos diferentes ciclos do petróleo, a produção mundial de petróleo em relação ao PIB Global vem declinando continuamente desde meados da década de 1970. A razão desse declínio de demanda relativa de petróleo pode ser atribuída a: (i) maior eficiência em processos industriais e meios de transporte; (ii) substituição do petróleo por outras fontes de geração de energia, notadamente o gás natural; e (iii) restrições ambientais ao uso do petróleo como fonte primária de energia em todo o mundo.

No Brasil, o principal *player* do setor, que é a Petrobrás, a partir de 2017 passou a adotar uma estratégia que teve como principal premissa o foco nas atividades nos segmentos de exploração e produção em águas profundas e ultraprofundas e, por isso, intensificou a venda de alguns de seus ativos nos últimos anos. A partir de 2023, a companhia reviu sua estratégia de desinvestimento em ativos. O Plano de Negócios 2026-2030 da Petrobrás (Petrobrás, 2026) reforça a mudança de estratégia delineada no Plano Estratégico 2050, tendo em vista que sinaliza um retorno ao direcionamento para a diversificação, e investimentos previstos de US\$ 109 bilhões no período, distribuídos entre exploração e produção (US\$ 78 bilhões), refino, transporte e comercialização (US\$ 20 bilhões), gás e energia de baixo carbono (US\$ 9 bilhões) e corporativo (US\$ 2 bilhões).

No Refino, os recursos se concentram na expansão e na adequação do parque de refino, visando à produção de combustíveis de alta qualidade e de baixo carbono. Com esses projetos, a companhia prevê ampliar sua capacidade instalada de processamento de 1,8 milhão bpd para 2,1 milhões bpd até 2030, um acréscimo de 320 mil bpd, incluindo os projetos em avaliação. Essa ampliação será suportada por projetos dentro das plantas existentes, sem necessidade de construção de novas refinarias. Os investimentos em Refino, com destaque para a conclusão do Trem 2 da RNEST (em Pernambuco) e o projeto Refino Boaventura (RJ), devem resultar em um aumento de 307 mil bpd na capacidade de produção de Diesel S-10 até 2030 (incluindo projetos da Carteira em Avaliação), sendo 134 mil bpd de volume adicional e 173 mil bpd provenientes da substituição do Diesel S-500 pelo Diesel S-10. Estão incluídos também investimentos em biorrefino para a produção de combustíveis com conteúdo renovável, como a construção, na RPBC, da planta dedicada de Bioquerosene de Aviação - BioQav (SAF) e Diesel 100% renovável (HVO) via rota HEFA (Hydroprocessed Esters and Fat Acids) e adaptações na REGAP e na REPLAN para produção de SAF via coprocessamento. Há ainda outros projetos e estudos envolvendo produção de bioprodutos nas refinarias da companhia (Petrobras, 2026).

A realidade atual apresenta uma situação de transição para um futuro de “baixo carbono”. Entretanto, existem previsões diversas com relação à participação dos combustíveis fósseis (que incluem petróleo e gás) no suprimento da demanda de energia mundial nas próximas décadas. Nesse contexto, o Acordo de Paris de 2016 estabeleceu padrões para que os países sigam para reduzir as emissões de carbono e implementar políticas de monitoramento do clima, o que foi reforçado na reunião de acompanhamento ocorrida em Katowice, Polônia, no ano de 2019, em que 200 nações concordaram com um caminho para estabelecer metas de emissões mais rígidas, o que provavelmente irá reforçar o momento de transição energética (Biscardini et. al, 2017). Nas recentes conferências anuais das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP) os compromissos relacionados à redução das emissões de carbono pelos países estabelecidas a partir do Acordo de Paris de 2016 têm sido reforçados, inclusive com uma menção à diminuição progressiva dos combustíveis fósseis em sua edição de 2023, mas sem citar explicitamente a necessidade de eliminação desses combustíveis (Peixoto et al., 2023). Não importa como o debate público prossiga, é improvável que essa urgência diminua de forma significativa, e isso terá um efeito sobre políticas governamentais e atitudes dos consumidores.

A COP 30, realizada em 2025 em Belém (PA), resultou na aprovação unânime do “Pacote de Belém”, um conjunto de 29 decisões políticas e operacionais. Embora tenha registrado avanços diplomáticos históricos na governança climática, na consolidação do mercado de carbono e na entrega massiva de metas nacionais, a cúpula entregou resultados parciais e divididos no que diz respeito ao corte efetivo de emissões globais e no enfrentamento direto à indústria dos combustíveis fósseis. O chamado Mapa do Caminho para afastamento da economia dependente de combustíveis fósseis, uma das prioridades defendidas pelo governo brasileiro, não entrou na lista de consensos (Agência Brasil, 2025).

De acordo com McKinsey & Company (2025), a demanda total por combustíveis fósseis provavelmente se estabilizará entre 2030 e 2035 em dois dos três cenários analisados, e manterão uma grande participação na matriz energética (entre 41% e 55%, a depender do cenário) mesmo após 2050; embora isso represente uma queda em relação aos atuais 64%, é superior às projeções anteriores para 2050. O gás natural poderá apresentar o maior crescimento de uso, substituindo combustíveis com maiores emissões em muitos casos. O uso de carvão também poderá persistir em níveis mais altos do que os previstos em projeções anteriores da McKinsey, dependendo do cenário. Nesse sentido, é improvável que combustíveis alternativos cruciais alcancem ampla adoção antes de 2040, a menos que seja obrigatório, o que reforça a importância dos fatores políticos e geopolíticos como forças-chave nas perspectivas do mercado global de energia, juntamente com os fatores tecnológicos. A ênfase atual na acessibilidade energética significa que algumas fontes alternativas, como o hidrogênio verde e alguns outros combustíveis sustentáveis, podem não ser competitivas com os combustíveis tradicionais no curto prazo.

Como isso, prevê-se que a demanda total do petróleo continue a crescer durante grande parte desta década e depois diminua após 2030. O crescimento médio anual desta demanda varia de CAGR -2,0% (cenário mais otimista para a transição energética) a CAGR 0,0% (cenário mais pessimista para a transição energética). Mesmo após a demanda por petróleo atingir seu pico na próxima década, o fornecimento de petróleo exigirá desenvolvimento contínuo até 2040. Grandes investimentos em exploração e produção são necessários para compensar a produção legada envelhecida e fornecer capacidade ociosa contra possíveis choques. Os cenários da McKinsey & Company (2025) sugerem que esse investimento de capital será direcionado para as bacias de águas profundas e de xisto mais competitivas, que juntas fornecerão 33% do fornecimento de petróleo bruto e condensado até 2040, um aumento em relação aos 25% em 2024. Os membros da OPEP e os países produtores de petróleo aliados do grupo devem fornecer 53%.

Neste contexto de transição energética e busca por diminuição das emissões, o gás natural, apesar de ser um combustível fóssil, tem tido um papel relevante como combustível de transição em um contexto de difícil ruptura da dependência dos combustíveis fósseis. Não à toa a produção de gás natural no Brasil tem crescido proporcionalmente mais em comparação com a produção de petróleo. Nesse contexto, vale destacar, conforme já mencionado, um projeto de exploração de petróleo e gás natural que foi anunciado pela Petrobrás no Nordeste, o projeto “Sergipe Águas Profundas”.

O Projeto Sergipe Águas Profundas (SEAP) da Petrobras é a nova fronteira de exploração de óleo e gás do Brasil, localizada na Bacia de Sergipe-Alagoas (na costa do estado de Sergipe). Com investimentos de mais de R\$ 60 bilhões e previsão de início em 2030, prevê a instalação de duas plataformas (FPSOs) capazes de produzir até 240.000 barris de óleo e 22 milhões de m³ de gás natural por dia, com potencial de aumentar em mais de 34% a oferta atual de gás para o mercado brasileiro. O projeto é dividido em dois módulos principais: o SEAP I e o SEAP II (Agência Petrobras, 2026):

- SEAP I: Abrange jazidas de óleo leve de alta qualidade nos campos de Agulhinha, Agulhinha Oeste e Palombeta. Sua Decisão Final de Investimento foi aprovada pela Petrobras em abril de 2026.
- SEAP II: Foca nos campos de Budião, Budião Noroeste e Palombeta. As aprovações e contratos para construção das plataformas foram validados em dezembro de 2025 e maio de 2026.

Adicionalmente, parece haver um movimento de retomada do crescimento da produção de GNL, conforme já mencionado, especialmente na Região Nordeste (ver Box 1). Um primeiro foco de crescimento será propiciado a partir da instalação de novas usinas termelétricas a gás natural, cujo forneci-

mento será fortemente baseado em GNL. No leilão de reserva de capacidade de energia realizado em março/2026 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a Eneva garantiu contratos de 2,5 GW em nova capacidade no Nordeste vinculados a projetos de usinas termelétricas nos estados de Sergipe (1,3 GW) e Ceará (1,2 GW), ambos prevendo a importação de GNL para uso na geração de energia (Brazil Journal, 2026).

Ademais, percebe-se uma forte tendência recente do crescimento do GNL de pequena escala no Brasil, inclusive no Nordeste. Empresas privadas estão construindo pequenas plantas de regaseificação para transportar o GNL via carretas criogênicas. O objetivo é abastecer indústrias e municípios no interior do país que não contam com gasodutos integrados à malha nacional. Tal tendência confirma as previsões propagadas há alguns anos por Biscardini et al. (2017), que consideravam a produção de GNL em pequena escala (*Small-scale LGN* – SSLGN) como uma possível nova “onda” no mercado de petróleo e gás.

A produção de petróleo deve crescer 11% em 2026, 8% em 2027 e 8% em 2028. A produção de gás natural deve crescer de forma mais intensa, 15% em 2026, 11% em 2027 e 13% em 2028. A produção de derivados (refino) tem previsão de crescimento de 4% em 2026, 2% em 2027 e 3% em 2028. Por fim, o consumo aparente de derivados deve apresentar crescer 1% em 2026, 2% em 2027 e 2% em 2028 (4intelligence, 2026). As perspectivas de crescimento da produção para os próximos 10 anos, projetadas pela EPE (2025), sugerem uma produção de petróleo de 4,9 milhões de barris/dia em 2035, com um pico de 5,1 milhões de barris/dia em 2032. Como isso, é projetado um crescimento de até 44% na produção de petróleo em comparação à realizada em 2024, devendo a produção de petróleo se ampliar até 2032, mas não se sustentando ao longo do decênio, mesmo com a entrada em produção de recursos ainda não descobertos. Já no caso do gás natural, estima-se uma produção bruta de gás natural (GN) de 299 milhões de m³/dia em 2035, com pico de 309 milhões de m³/dia em 2033. Ao final de 2035, espera-se um crescimento na produção bruta de GN de 95% comparada à realizada em 2024 (EPE, 2025).

Com relação aos investimentos no setor de petróleo e gás no Brasil, percebe-se que as mudanças na regulação do setor efetuadas a partir de 2016 favoreceram uma participação efetiva maior de grandes *players* globais do setor, que arremataram áreas, ou em parceria com a Petrobrás, ou de forma isolada, nos diversos leilões realizados nos últimos anos. Entre o 2º semestre de 2025 e o 1º semestre de 2026 ocorreu apenas 1 rodada de licitação, no dia 22 de outubro de 2025, referente ao 3º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção, na qual foram arrematados 5 blocos exploratórios, localizados nas bacias de Santos e Campos. O total de bônus ofertado foi de R\$ 103,73 milhões e a previsão do investimento mínimo na fase de exploração é de R\$ 451,50 milhões (ANP, 2026c). Para o 2º semestre de 2026 estão previstos mais 2 certames, o 4º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção e o 6º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão, este último com a oferta de alguns blocos localizados em bacias marítimas e terrestres do Nordeste, cujas apresentações das ofertas estão previstas para ocorrer em 7 de outubro.

Considerando-se as descobertas recentes de áreas na costa nordestina com grande potencial de produção de petróleo e gás natural, com destaque para trechos da chamada Margem Equatorial (Russo, 2023) e para o Projeto Sergipe Águas Profundas (Agência Petrobrás, 2026), os projetos já existentes *onshore*, que possivelmente demandarão novos investimentos, além do crescimento da produção de GNL (ver Box 1), há grande potencial para a atração de investimentos e demanda de financiamentos para o setor na Região Nordeste.

4 Sumário Executivo Setorial

Ambiente político-regulatório	A indústria de extração de petróleo e gás natural está sujeita a forte regulação, pelo seu caráter estratégico e seus impactos de natureza econômica, ambiental e social. No Brasil, o setor é regulado pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, que tem por finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, de acordo com o estabelecido na legislação, nas diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE e em conformidade com os interesses do País. Do ponto de vista político, como o principal player do setor no país é a Petrobrás, empresa que se configura como sociedade de economia mista, cujo principal acionista é o Governo Federal, não é incomum que haja influência política nas decisões da empresa. Em nível estadual, existem agências reguladoras voltadas à atuação das empresas distribuidoras de gás natural, muitas das quais são também empresas de economia mista com participação acionária dos governos estaduais.
Meio ambiente – efeito das mudanças climáticas	A extração de petróleo e gás e o uso desses energéticos em diferentes atividades têm forte impacto ambiental. O uso de combustíveis fósseis em diferentes atividades, notadamente no transporte, é um dos principais fatores de emissões de gases de efeito estufa, as quais, por sua vez, estão relacionadas às mudanças climáticas. Assim, há um movimento mundial de “descarbonização” das economias e diminuição das emissões, embora em menor velocidade do que era anteriormente projetado, mas que se reflete em um menor consumo de combustíveis fósseis e na busca por fontes energéticas alternativas, notadamente as energias renováveis. A demanda total por combustíveis fósseis provavelmente se estabilizará entre 2030 e 2035, mais tais combustíveis, incluindo o petróleo, seus derivados e o gás natural, manterão uma grande participação na matriz energética (entre 41% e 55%, a depender do cenário) mesmo após 2050. A liberação para a pesquisa exploratória na Margem Equatorial, no Brasil, se de um lado traz perspectivas de grandes investimentos e maior desenvolvimento econômico da Região Norte do País, por outro lado traz muitas preocupações sobre os possíveis impactos ambientais da exploração em grande escala nesse ecossistema.
Nível de organização do setor existência de instituições de pesquisas específicas para setor, existência de associações etc.	Dadas as características do setor, em que é comum a existência de monopólios ou oligopólios nas atividades de extração e produção, a única associação que tem certa relevância é a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP), cujo objetivo é promover, defender e estimular o desenvolvimento da atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras terrestres e marítimas, voltada para o estímulo às empresas independentes. A ABPIP conta atualmente com 41 empresas associadas, sendo 19 operadoras do setor de petróleo e gás. Em nível mundial, a principal associação é a Organização dos Países Exportadores de Petróleo - OPEP (OPEC, em inglês), composta atualmente por doze países membros: Argélia, Arábia Saudita, Congo, Emirados Árabes Unidos, Gabão, Guiné Equatorial, Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria e Venezuela. A entidade criou em 2016 um grupo chamado OPEP+, que além dos países membros da OPEP, convidou outros importantes produtores mundiais de petróleo a atuarem como associados (por exemplo, Rússia, México) incluindo o Brasil, que aderiu à carta de cooperação em 2025, embora com caráter mais consultivo e diplomático, sem vinculação com as cotas de produção definidas pelo grupo. Em termos de pesquisas voltadas ao setor no Brasil, a Petrobras é a principal entidade responsável por projetos de P&D voltados ao setor de petróleo e gás, os quais são concentrados no Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), localizado no Campus da Ilha do Fundão da Universidade Federal do Rio de Janeiro.
Resultados das empresas que atuam no setor	Utilizando-se uma amostra de 19 empresas do setor que tiveram faturamento e apresentaram informações financeiras auditadas, nos anos de 2024 e 2025, obteve-se retorno sobre o patrimônio líquido (ROE) médio anualizado de 10,82%, com desvio-padrão de 21,60%. Já a Margem EBITDA das mesmas empresas teve uma média de 36,99% e desvio-padrão de 50,94%. É importante mencionar que nessa pequena amostra há apenas 1 empresa com sede no Nordeste, no caso a Petroreconcavo S/A, na Bahia, embora outras empresas da lista possuam operações de exploração de petróleo e gás na Região.
Perspectivas para o setor	A produção de petróleo deve crescer 11% em 2026, 8% em 2027 e 8% em 2028. A produção de gás natural deve crescer de forma mais intensa, 15% em 2026, 11% em 2027 e 13% em 2028. A produção de derivados (refino) tem previsão de crescimento de 4% em 2026, 2% em 2027 e 3% em 2028. Por fim, o consumo aparente de derivados deve apresentar crescer 1% em 2026, 2% em 2027 e 2% em 2028. As perspectivas de crescimento da produção para os próximos 10 anos sugerem uma produção de petróleo de 4,9 milhões de barris/dia em 2035, com um pico de 5,1 milhões de barris/dia em 2032. Como isso, é projetado um crescimento de até 44% na produção de petróleo em comparação à realizada em 2024, devendo a produção de petróleo se ampliar até 2032, mas não se sustentando ao longo do decênio, mesmo com a entrada em produção de recursos ainda não descobertos. Já no caso do gás natural, estima-se uma produção bruta de 299 milhões de m³/dia em 2035, com pico de 309 milhões de m³/dia em 2033. Ao final de 2035, espera-se um crescimento na produção bruta de gás natural de 95% comparada à realizada em 2024. No mundo, a demanda total por combustíveis fósseis provavelmente se estabilizará entre 2030 e 2035, levando a uma manutenção de uma grande participação destes na matriz energética (entre 41% e 55%, a depender do cenário) mesmo após 2050.

BOX 1: Investimentos em Gás Natural Liquefeito no Nordeste

A produção de GNL, após anos de queda, voltou a crescer no Brasil, cenário que deve se manter nos próximos anos em função de novos projetos de usinas termelétricas e da consolidação da tendência do crescimento do GNL em pequena escala, utilizado para abastecer regiões nas quais há carência de gasodutos, utilizando o transporte com carretas criogênicas.

Nesse contexto, cabe destaque à empresa Eneva, que tem capitaneado projetos em ambas as modalidades. No âmbito das termelétricas abastecidas a GNL, a empresa possui 2 grandes projetos, em Sergipe e no Ceará. O Hub Sergipe será formado pela já existente UTE Porto de Sergipe I e pelo terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL), além de três novos empreendimentos: UTE Porto de Sergipe II, UTE Porto de Sergipe III e UTE Porto de Sergipe. O compromisso de venda de potência firmado é de 1.244,8 MW, pelo prazo de 15 anos. Já o Hub Ceará será desenvolvido a partir da UTE Jandaia II e a UTE Jandaia III (CE), novos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural. O projeto vai operar de forma integrada com um terminal de GNL a ser implementado no Porto de Pecém, formando o hub de gás e geração. O compromisso de venda de potência é de 1.147,8 MW, pelo prazo de 15 anos. Esses projetos deverão demandar investimentos da ordem de R\$ 13 bilhões.

A Eneva também tem investido na ampliação de sua atuação na produção e distribuição de GNL de pequena escala, no Complexo Parnaíba, em Santo Antônio dos Lopes (MA), onde a empresa possui uma planta de liquefação com capacidade de 600 mil m³/dia. Recentemente foi anunciada a expansão da capacidade desta planta em 50%, passando para 900 mil m³/dia, em parceria com a empresa chinesa Furui, e envolvendo investimentos da ordem de R\$ 930 milhões.

Outra empresa que tem se destacado no GNL de pequena escala no Nordeste é a GNLink. A empresa opera uma planta de liquefação em Assu/RN, com capacidade de processar até 100 mil m³/dia do gás produzido nos campos onshore da PetroReconcavo, a qual recebeu investimento de R\$ 125 milhões. Outra planta operada pela empresa no Nordeste é localizada em Itabuna/BA, que recebe gás da rede da Companhia de Gás da Bahia (BahiaGás), recebeu investimentos de aproximadamente R\$ 155 milhões e tem capacidade para produzir cerca de 100 mil m³/dia.

A GNLink venceu a chamada pública da Companhia de Gás do Ceará (Cegás) para o fornecimento de 79,3 milhões de m³ de gás natural ao polo Crajubar (Crato, Juazeiro do Norte e Barbalha), atendendo diretamente a cerca de 520 mil habitantes e impulsionando um dos polos econômicos mais relevantes do interior cearense. Para tal, a GNLink implantou uma unidade de regaseificação em Juazeiro do Norte com capacidade de regaseificação de 50 mil m³/dia e será responsável por viabilizar o transporte rodoviário do energético para regiões ainda não conectadas à malha de gasodutos. Ademais, a empresa firmou contrato com a BahiaGás para atender o município de Vitória da Conquista dentro do modelo de redes locais aprovado pela Agerba. A iniciativa prevê o fornecimento de 54,7 milhões de m³ e envolve a implantação de uma unidade de regaseificação em Vitória da Conquista, ampliando a oferta de gás natural no interior baiano.

Referências

4intelligence. **Relatório de Petróleo e Gás** – Junho 2026. Disponível em <https://isimarkets.com/emis/> Acesso em 22 jul. 2026 (Acesso Restrito).

Agência Brasil. **Entenda o Pacote de Belém, que inclui 29 documentos aprovados na COP 30**. Nov. 2025. Disponível em <https://agenciabrasil.ebc.com.br/meio-ambiente/noticia/2025-11...> Acesso em 23 jun. 2026.

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2026**. Disponível em [https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/...](https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/) Acesso em 20 jul. 2026a.

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. **Dados estatísticos**. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos> Acesso em 19 mai. 2026b.

Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. **Rodadas ANP**. Disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp> Acesso em 22 jul. 2026c.

Agência Petrobras. **Petrobras aprova novos investimentos em SEAP e avança na contratação de duas plataformas para a Bacia Sergipe-Alagoas**. Abr. 2026. Disponível em <https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/...>

Biscardini, G.; Schmill, R.; Del Maestro, A. **Small going big: Why small-scale LGN may be the next big wave**. Disponível em <https://www.strategyand.pwc.com/reports/small-going-big> Acesso em 16 nov. 2017.

Borges, M. H. B. Junho 2025. **A descoberta de gás natural em águas ultraprofundas que pode tornar o Brasil autos-suficiente**. Disponível em https://clickpetroleoegas.com.br/a-descoberta-de-gas-natural-em-aguas-ultraprofundas-que-pode-tornar-o-brasil-autossuficiente-mhbb01/#goog_rewarded Acesso em 20 jul. 2026.

Brazil Journal. **Eneva leva tudo que pediu em leilão histórico para o setor elétrico.** Março 2026. Disponível em <https://braziljournal.com/eneva-leva-tudo-que-pediu-em-leilao-historico-para-o-setor-eletrico/> Acesso em 26 jun. 2026.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Boletim de Conjuntura da Indústria de Petróleo**, ano 1, n. 1, 2016.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2035. **Previsão de Produção de Petróleo e Gás Natural.** Dezembro 2025. Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2035> Acesso em 22 jul. 2026.

Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada – IPEA. O que é? Petróleo Brent e WTI. **Desafios do Desenvolvimento**, ano 2, edição 16, 2005. Disponível em http://desafios.ipea.gov.br/index.php?option=com_content&view=article&id=2083:catid=28&Itemid=23 Acesso em 08 fev. 2018.

Investing.com. **Dados Históricos - Petróleo Brent Futuros.** Disponível em <https://br.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data> Acesso em 22 jul. 2026.

McKinsey & Company. **Global Energy Perspective 2025.** Disponível em <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective> Acesso em 03 nov. 2025.

Organization of the Petroleum Exporting Countries – OPEC. **Annual Statistical Bulletin**, 61h Edition, 2026. Disponível em <https://publications.opec.org/asb> Acesso em 19 mai. 2026.

Peixoto, R; Casemiro, P; Garcia, M. **COP 28 termina com avanço sobre transição energética, mas exclui eliminação dos combustíveis fósseis.** Disponível em <https://g1.globo.com/meio-ambiente/noticia/2023/12/13/cop-28-acordo-encaminha-transicao-para-a-saida-do-carvao-petroleo-e-gas.ghtml> Acesso em 13 dez. 2023.

Petrobras. **Petrobrás aprova Plano de Negócios 2026-2030.** Disponível em https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-aprova-plano-de-neg%C3%B3cios-2026-2030?p_l_back_url=%2Fresultado-da-busca%3Fq%3Dplano%2520de%2520neg%25C3%25B3cios%25202026-2030%2526amp%253BclassTypeId%253D10628772&p_l_back_url_title=Busca Acesso em 22 jun. 2026.

RAIS - Relação anual de informações sociais. Disponível em <http://bi.mte.gov.br/bgcaged/rais.php> Acesso em 17 jun. 2026.

Russo, M. **Com descobertas de petróleo no Nordeste, estados da região podem ter que rever posição sobre royalties.** Disponível em <https://oglobo.globo.com/economia/com-descobertas-de-petroleo-no-nordeste-estados-da-regiao-podem-ter-que-rever-posicao-sobre-royalties-10496527> Acesso em 14 dez. 2023.

Todas as edições do caderno setorial disponíveis em:

<https://www.bnb.gov.br/etene/caderno-setorial>

Conheça outras publicações do ETENE

<https://www.bnb.gov.br/etene>