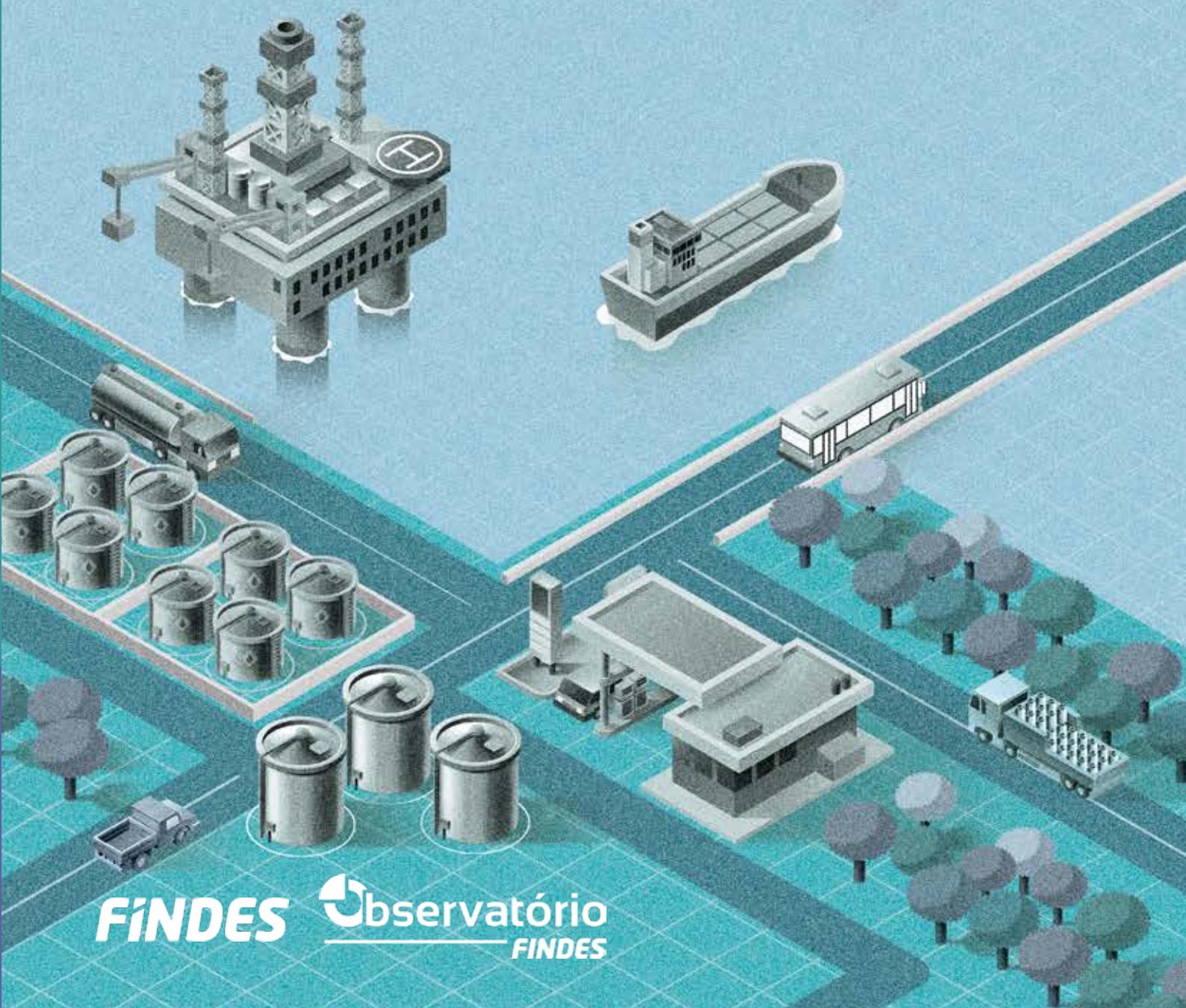
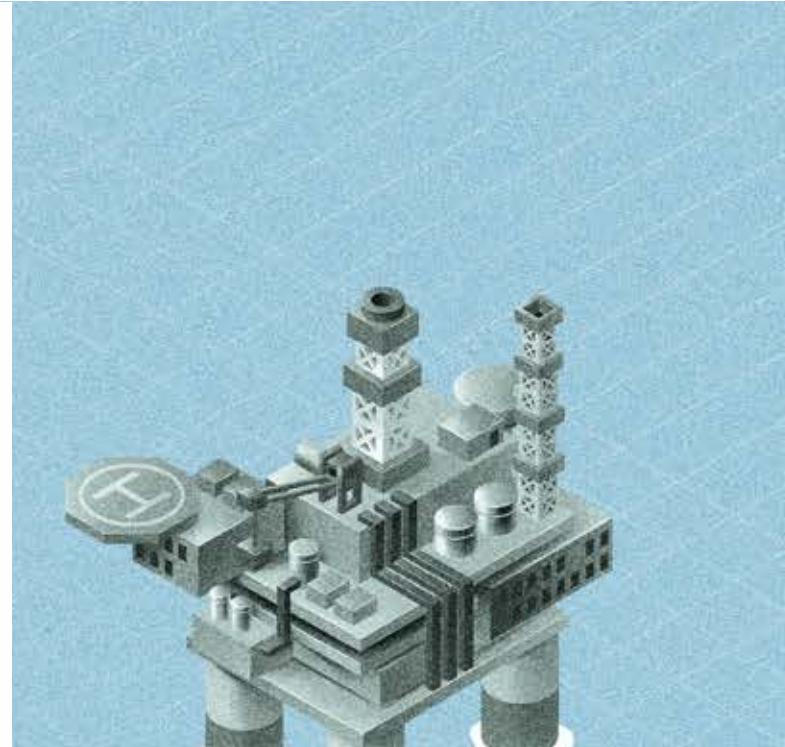
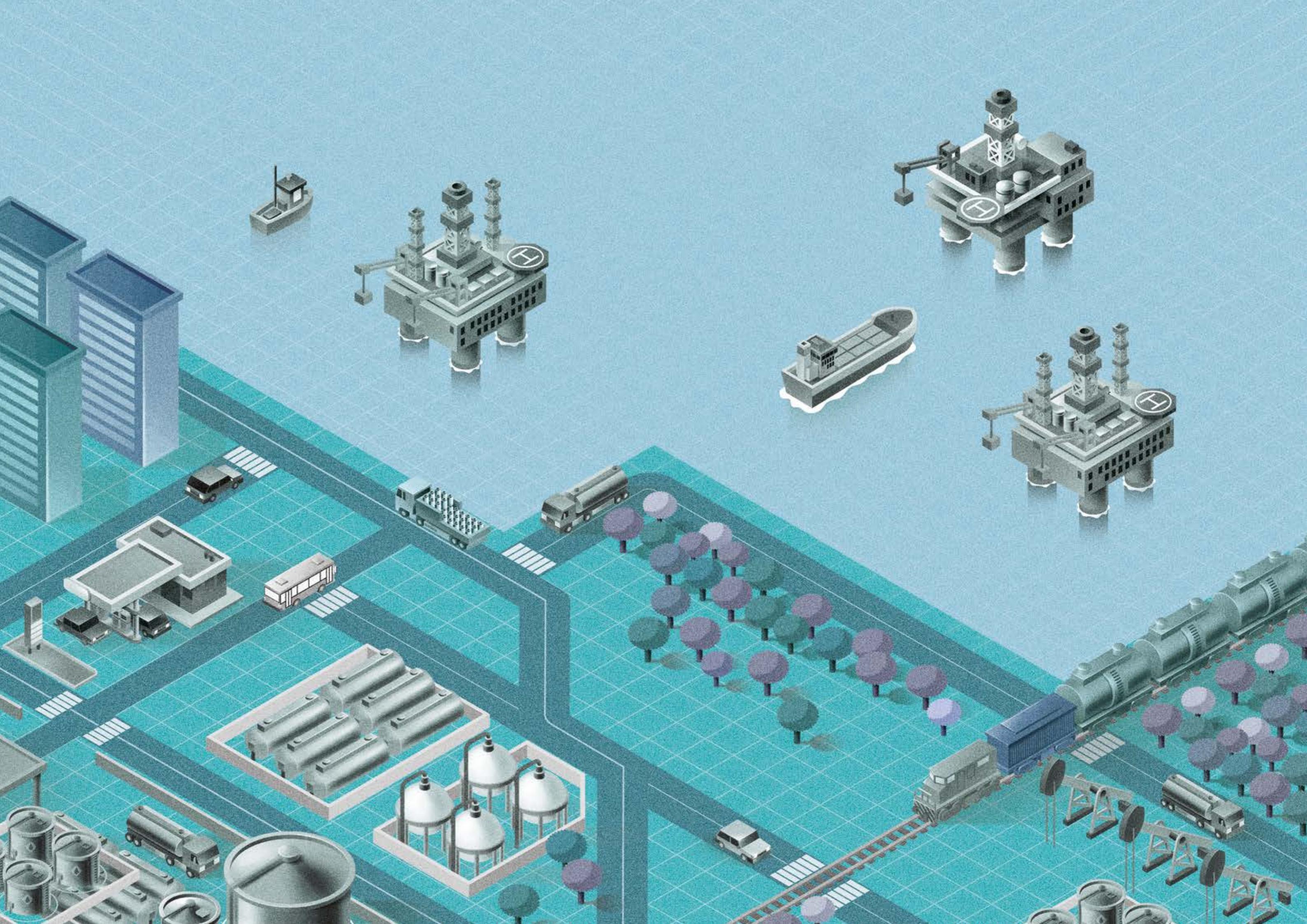


Anuário da indústria do petróleo e gás natural no Espírito Santo

2025





REALIZAÇÃO

Federação das Indústrias do Estado do Espírito Santo – Findes

Paulo Alexandre Gallis Pereira Baraona – Presidente
Roberto Campos de Lima – Diretor-Geral

Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial – Senai/ES

Geferson Luiz dos Santos – Diretor Regional

Serviço Social da Indústria – Sesi/ES

Geferson Luiz dos Santos – Superintendente Regional

Observatório Findes

Marília Gabriela Elias da Silva – Gerente Executiva

Equipe Técnica

Nathan Marques Diirr – Gerente de Ambiente de Negócios
Maria Isabel Louzada Lemos – Especialista
Thais Maria Mozer – Especialista
Bruno Novais Matias dos Santos – Analista de Estudos e Pesquisas
Hellen Oscarina Ramos Guimaraes – Analista de Estudos e Pesquisas
Grazielly da Silva Rocha - Analista de Estudos e Pesquisas
Marcos Vinicius Chaves Morais – Analista de Estudos e Pesquisas
Matheus Ferreira Maia – Analista de Estudos e Pesquisas
Nicolly Leite Yamawaki – Analista de Estudos e Pesquisas
Paula Brandao Miqueletto – Analista de Estudos e Pesquisas
Samara Poppe Carvalho – Analista de Estudos e Pesquisas
Taís Regina da Silva Ferreira - Analista de Estudos e Pesquisas

Projeto Gráfico, Diagramação, Revisão e Ilustração

Curumim – Vida Para Marcas

Tradução e revisão de texto

Soar Soluções Linguísticas

Gerência de Ambiente de Negócios do Observatório Findes

Av. Nossa Senhora da Penha, 2053, 2º andar, Santa Lúcia,
Vitória, ES, CEP: 29.056-913 | (27) 3334-5626

observatorio@findes.org.br www.observatoriofindes.com.br

[in Observatório Findes](https://www.linkedin.com/company/observatorio-findes/) [@observatoriofindes](https://www.instagram.com/observatoriofindes/)

Receba nossas novidades: (27) 98818-2897

APOIO



OBSERVATÓRIO FINDES. 2025- . **Anuário da Indústria do Petróleo no Espírito Santo.** - Vol. 8. Espírito Santo: Observatório Findes, 2025. Anual.

ISSN 2595-9255

1; Petróleo e Gás. 2. Espírito Santo. 3. Indústria. 4. Desenvolvimento Industrial. 5. Energia.

CDU: 67(815.2)

CARTA DE ABERTURA

Quase sete décadas se passaram desde que começaram os primeiros estudos exploratórios para a produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo. Há aproximadamente 60 anos tínhamos em terras capixabas a descoberta do petróleo na região de Nativo, em São Mateus. E, em 1969, foi a vez do primeiro poço com viabilidade comercial começar a produzir, dando início à produção capixaba onshore (em terra). As atividades offshore (em mar), por sua vez, iniciariam quase uma década depois, em 1977, com o Campo de Caçao, localizado no litoral de São Mateus. E, em 2008, o Estado deu um salto produtivo significativo, com o início da produção do pré-sal.

A 8ª edição do Anuário da Indústria de Petróleo e Gás do Espírito Santo, produzido pelo Observatório Findes, traz uma importante reflexão para a indústria capixaba e nacional. Ao longo do documento, publicado desde 2017, serão mostrados indicadores e dados de extrema relevância sobre o setor, compilando informações a respeito das reservas, da exploração e da cadeira produtiva do segmento. E mais do que apresentar um retrato do passado, o material nos brinda com projeções, perspectivas e cenários que se desenham para os próximos anos.

Para 2025 as perspectivas são animadoras. No mar, teremos um aumento de produção decorrente do Projeto Integrado do Parque das Baleias; e dos Campo de Wahoo e de Golfinho. Já em terra, a expectativa é que o aumento venha das recentes descobertas de petróleo dos últimos anos, na Região Norte do Estado. Diante desse

cenário, o Estado deve aumentar a produção de petróleo em 11,2% ao ano entre 2024 e 2027. Já o gás natural deve ter incremento de 10,4% ao ano.

Para além disso, notícias importantes e muito aguardadas, como a confirmação de grandes investimentos no Estado, farão com que toda a cadeia produtiva do setor seja beneficiada. Ao todo, são mais de R\$ 44,2 bilhões em investimentos anunciados até 2030. Vale ressaltar ainda como a cadeia produtiva do setor vem se desenvolvendo e se consolidou no Estado. Atualmente, o setor possui mais de 600 empresas no Espírito Santo, que juntas empregam ao menos 15 mil trabalhadores formais, com um salário superior à média nacional.

É a partir do diálogo, das parcerias e de informações qualificadas que a Findes, por meio do Observatório Findes e do Fórum Capixaba de Petróleo, Gás e Energia, tem cada vez mais participado de debates e atuado em temas estratégicos para fortalecer o setor. Por isso, o Anuário deste ano traz ainda análises dos principais atores do setor de óleo e gás no país e de parceiros do setor, como a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Petrobras e o Banco de Desenvolvimento do Espírito Santo (Bandes).

Aproveite a leitura! Tenho certeza de que o Anuário será o seu livro de consulta sobre o setor de petróleo e gás no Espírito Santo. Mais do que dados, estamos entregando aqui uma visão sobre as oportunidades que se desenham para o setor no Estado.



Paulo Baraona

Presidente
da Findes

APRESENTAÇÃO



**Marília
Silva**

Economista-chefe
da Findes

Gerente executiva
do Observatório
Findes

A partir da perfuração do primeiro poço exploratório, em 1959, a indústria do petróleo e gás natural tem se desenvolvido de forma contínua, consolidando-se como um dos pilares da economia capixaba. Caracterizada pela alta demanda tecnológica e pela geração de empregos formais e qualificados, essa indústria impulsiona o desenvolvimento econômico, social e tecnológico do estado, promovendo encadeamentos produtivos e beneficiando diversos setores ao seu redor.

O Espírito Santo é responsável pela terceira maior produção de petróleo e a quarta maior produção de gás natural entre todas as unidades federativas. O resultado é que essa indústria gerou um total de R\$ 2,6 bilhões em participações governamentais no Estado. Além disso, a exploração e produção de petróleo e gás natural movimenta uma ampla cadeia de bens e serviços especializados, que no estado reúne mais de 600 empresas e gera mais de 15 mil empregos formais, com um salário médio de R\$ 9,2 mil.

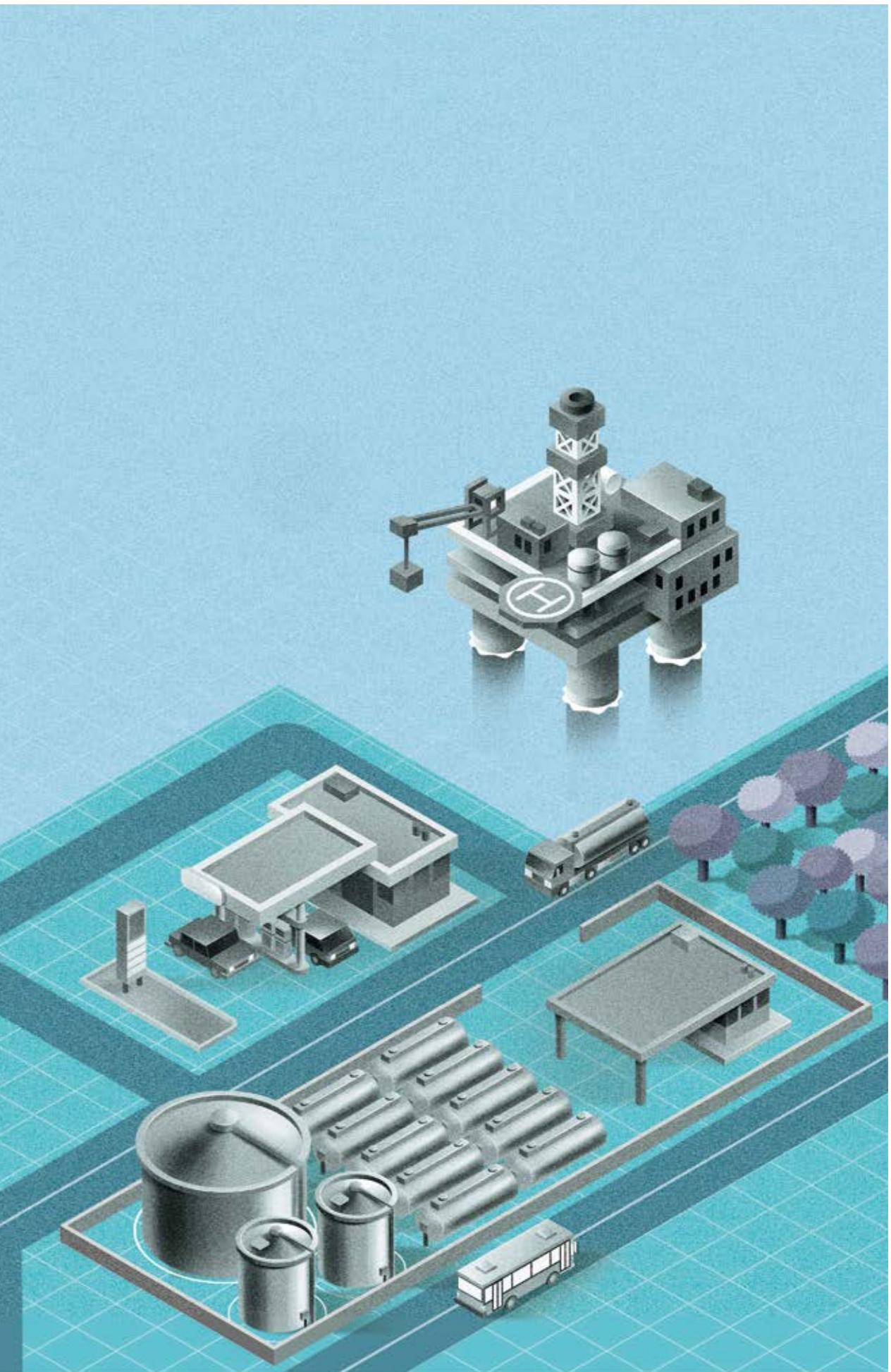
Reconhecendo a importância estratégica dessa indústria, o Observatório Findes

dedica-se, pelo oitavo ano consecutivo, a monitorar e analisar a evolução dessa indústria por meio do Anuário da Indústria do Petróleo e Gás Natural no Espírito Santo. Esta edição apresenta um conteúdo detalhado e atualizado, refletindo o rigor técnico e a precisão de dados que são a marca da publicação.

Para esta edição, o Observatório Findes realizou uma pesquisa com as petroleiras para confirmar os investimentos que serão realizados no estado para o período de 2025 a 2030. O resultado foi a confirmação de um total de R\$ 44,2 bilhões em investimentos anunciados em 8 projetos no Estado. Esses investimentos prometem não apenas consolidar a posição do Espírito Santo no cenário nacional, mas também impulsionar inovações e fortalecer o desenvolvimento econômico regional.

O Observatório Findes reafirma seu compromisso de fornecer informações estratégicas que orientem decisões de investimento e políticas públicas, auxiliando essa indústria a permanecer como um dos pilares da economia capixaba.

Boa Leitura!



1 PANORAMA INTERNACIONAL

PETRÓLEO E GÁS NATURAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	15
PRODUÇÃO E CONSUMO GLOBAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	18
RESERVAS GLOBAIS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	20
CAPACIDADE E REFINO GLOBAL DE PETRÓLEO	22

2 EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO ESPÍRITO SANTO

ATIVIDADE PERFURATÓRIA NO ESPÍRITO SANTO	27
INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS	29
DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE	31
RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	32
PRODUÇÃO TOTAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	34
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL OFFSHORE	35
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL ONSHORE	37
PROJEÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL	39
PROJEÇÃO DA PRODUÇÃO OFFSHORE NO ESPÍRITO SANTO	40
PROJEÇÃO DA PRODUÇÃO ONSHORE NO ESPÍRITO SANTO	42

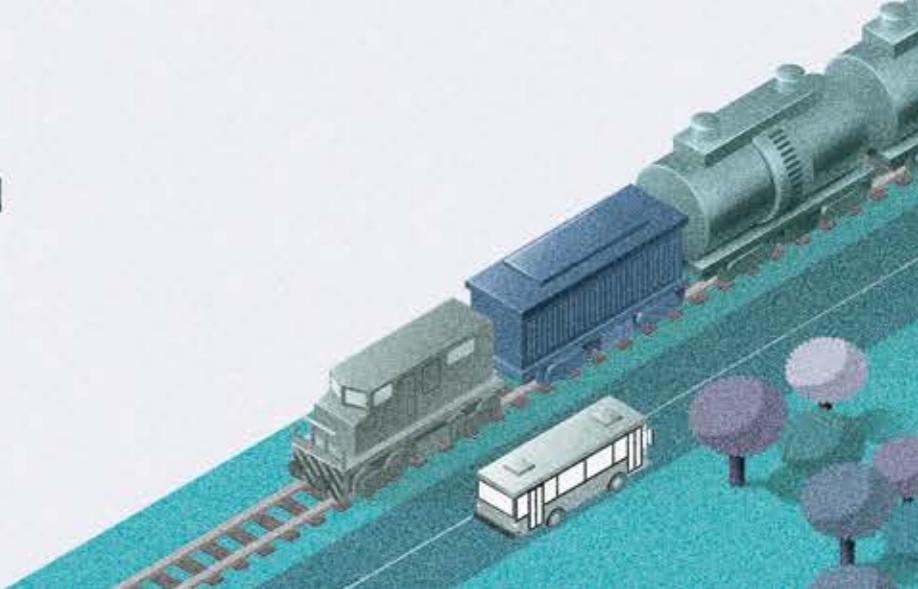
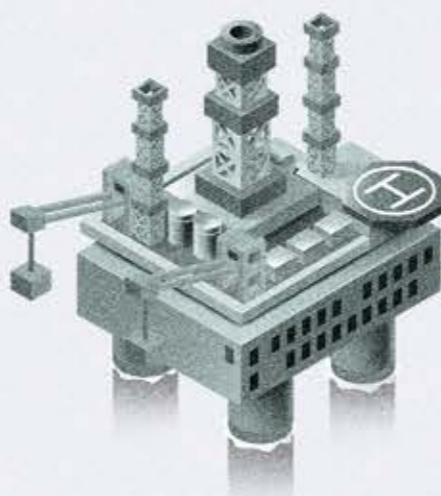
3 REFLEXOS ECONÔMICOS

EMPRESAS E EMPREGOS NA CADEIA PRODUTIVA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL	47
PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS	52
COMÉRCIO EXTERIOR	55
PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO (CLÁUSULA DE PD&I DA ANP)	59

4 OPORTUNIDADES PARA O ESPÍRITO SANTO

INVESTIMENTOS CONFIRMADOS	69
OFERTA PERMANENTE	71
DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES	74

REFERÊNCIAS



ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1	Consumo de energia primária no mundo por fonte (em %)	16	GRÁFICO 15	Produção total de petróleo no Espírito Santo (mil bbl/dia)	34
GRÁFICO 2	Principais países com Capacidade de Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono -CCUS (em milhões de toneladas por ano)	17	GRÁFICO 16	Produção total de gás natural no Espírito Santo (milhões de m ³ /dia)	35
GRÁFICO 3	Reinjeção acumulada de CO ₂ em atividades da Petrobras (milhões de toneladas)	17	GRÁFICO 17	Produção de petróleo offshore no Espírito Santo por localização (mil bbl/dia)	36
GRÁFICO 4	Produção e consumo de petróleo no mundo (mil bbl/dia)	18	GRÁFICO 18	Produção de gás natural offshore no Espírito Santo por localização (milhões de m ³ /dia)	37
GRÁFICO 5	Produção e consumo de gás natural no mundo (bilhões de m ³)	19	GRÁFICO 19	Produção de petróleo onshore no Espírito Santo (mil bbl/dia)	38
GRÁFICO 6	Reservas provadas de petróleo no mundo (bilhões de barris)	21	GRÁFICO 20	Produção de gás natural onshore no Espírito Santo (milhões de m ³ /dia)	39
GRÁFICO 7	Reservas de gás natural no mundo (trilhões de m ³)	21	GRÁFICO 21	Projeção da produção offshore de petróleo no Espírito Santo (mil bbl/dia)	41
GRÁFICO 8	Capacidade e refino de petróleo no mundo (mil bbl/dia)	22	GRÁFICO 22	Projeção da produção offshore de gás natural no Espírito Santo (milhões de m ³ /dia)	42
GRÁFICO 9	Poços perfurados no Espírito Santo (em unidades)	28	GRÁFICO 23	Projeção da produção onshore de petróleo no Espírito Santo (mil bbl/dia)	43
GRÁFICO 10	Poços exploratórios perfurados no Espírito Santo (em unidades)	29	GRÁFICO 24	Projeção da produção onshore de gás natural no Espírito Santo (milhões de m ³ /dia)	43
GRÁFICO 11	Notificação de Descoberta de Indício de Hidrocarbonetos no Espírito Santo (em unidades)	30	GRÁFICO 25	Evolução do salário médio real na cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Espírito Santo e Brasil – (2022 e 2023)	51
GRÁFICO 12	Declarações de Comercialidade no Espírito Santo (em unidades)	32			
GRÁFICO 13	Reservas totais de petróleo no Espírito Santo (em milhões de barris)	33			
GRÁFICO 14	Reservas totais de gás natural no Espírito Santo (em milhões de m ³)	33			

ÍNDICE DE GRÁFICOS, TABELAS E FIGURAS

GRÁFICO 26	Receita de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo (R\$ milhões)	53	TABELA 3	Evolução dos empregos na cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Espírito Santo - (2022 e 2023)	49
GRÁFICO 27	Projeção das Receitas de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo (R\$ milhões)	55	TABELA 4	Características do mercado de trabalho na cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Espírito Santo - 2023	50
GRÁFICO 28	Exportações de petróleo no Espírito Santo (em US\$ milhões FOB) e participação das exportações de petróleo no total das exportações do Espírito Santo (%)	56	TABELA 5	Ocupações que mais empregaram na cadeia de produtiva de petróleo e gás natural no Espírito Santo - 2023	51
GRÁFICO 29	Principais destinos das exportações capixabas da cadeia do petróleo, em US\$ milhões FOB (2023 e 2024)	57	TABELA 6	Receita de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo (R\$ milhões)	54
GRÁFICO 30	Obrigações geradas pela cláusula de PD&I no Espírito Santo, por campo (2001-2024)	60	TABELA 7	Exportações da cadeia de petróleo no Espírito Santo (em US\$ milhões)	58
GRÁFICO 31	Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Espírito Santo (nº de projetos)	61	TABELA 8	Importações da cadeia de petróleo no Espírito Santo (em US\$ milhões)	59
GRÁFICO 32	Distribuição de Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) aprovados pela ANP até 2024	75	TABELA 9	Descrição dos projetos com recursos da cláusula de PD&I no Espírito Santo - 2024	63
GRÁFICO 33	Investimentos Previstos para os Programas de Descomissionamento de Instalações PDI no Espírito Santo (em milhões R\$) – 2025 a 2029	76	TABELA 10	Principais projetos de investimento confirmados na indústria do petróleo e gás natural no Espírito Santo para os próximos 5 anos (2025-2030)	70
			TABELA 11	Blocos disponíveis no Espírito Santo para manifestação de interesse no 5º Ciclo de Oferta Permanente de Concessão	72
			TABELA 12	Relação dos Programas de Descomissionamento (PDI) aprovados e recebidos no Estado do Espírito Santo em 2024	76

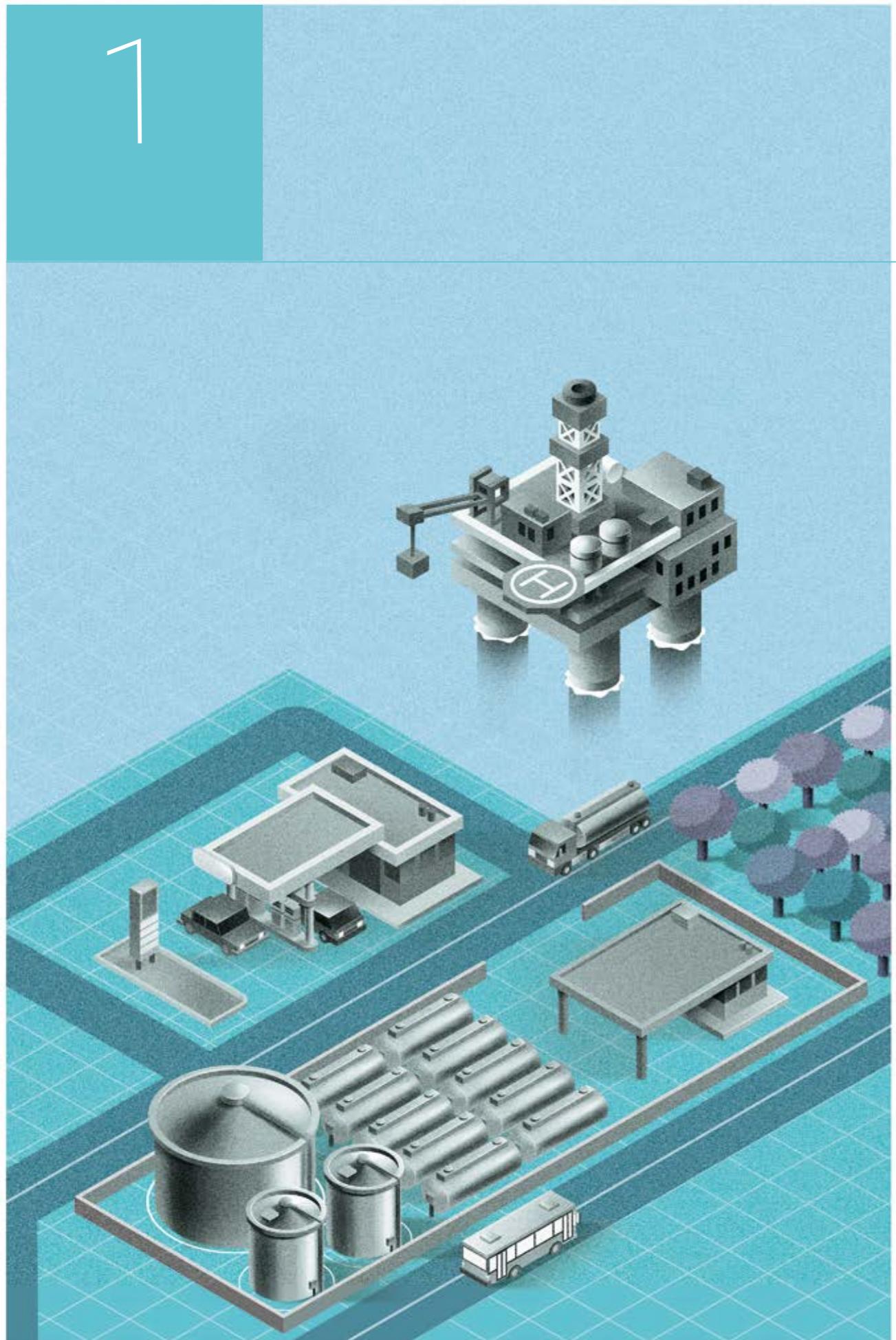
ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1	Planos de Avaliação de Descoberta (PADs) em andamento no Espírito Santo	31
TABELA 2	Evolução das empresas na cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Espírito Santo (2022 e 2023)	48

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1	Blocos exploratórios no Espírito Santo disponíveis no 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão da ANP	73
----------	---	----

1



PANORAMA INTERNACIONAL

PETRÓLEO E GÁS NATURAL NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

De acordo com a Agência Internacional de Energia (EIA), em 2024, o investimento global em energia ultrapassou US\$ 3 trilhões em todo o mundo. Desse montante, dois terços foram destinados a investimentos em energia renovável. A indústria de petróleo e gás natural investiu cerca de US\$ 20 bilhões em 2022 e US\$ 30 bilhões em 2023 em empreendimentos de energia limpa, com especial destaque para os investimentos em tecnologias de Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS).

A transição da atual matriz energética intensiva em combustíveis fósseis para uma matriz com baixas emissões de carbono tem pautado as transformações estruturais no setor de energia global. Ao passo que o mundo tem registrado um aumento dos investimentos em energias renováveis, a indústria de petróleo e gás natural continua desempenhando um papel estratégico ao longo dessa transição energética, tanto na garantia da segurança energética, quanto pelo acúmulo de experiências e habilidades essenciais para impulsionar o desenvolvimento de novas tecnologias.

Esse movimento de transformações estruturais já trouxe mudanças na matriz energética global. Em 2023, o consumo de energia renovável (solar, eólica, hidrelétrica, biomassa, entre outras) representou 13,9% do consumo total de energia primária em todo o mundo, um aumento de 5,2 pontos percen-

tuais (p.p.) em relação a 2022 e de 6,5 p.p. em relação a 2003 (Gráfico 1). É importante destacar que também houve um aumento no consumo dessas fontes entre os maiores consumidores mundiais de energia primária, com destaque para China e Estados Unidos.

Mesmo com o crescimento das fontes renováveis, os combustíveis fósseis (petróleo, gás natural e carvão mineral) ainda predominam na matriz energética global, respondendo por 82,1% do consumo total de energia em 2023. Apenas o petróleo respondeu sózinho por 31,9% dessa demanda global, com os Estados Unidos, a China e a Índia concentrando 40,4% do consumo dessa fonte nesse ano. Segundo as projeções da Agência Internacional de Energia (EIA), o consumo de petróleo e gás natural permanecerá significativo até o horizonte de 2050, sustentado pela demanda na indústria petroquímica, aviação e navegação.



US\$ 3 trilhões foram investidos em energia no mundo em 2024

2/3

desse montante foram investidos em energia renovável



37%

dos investimentos
em Captura,
Utilização e
Armazenamento
de Carbono
(CCUS) foram
feitos pela
indústria de
petróleo e gás
natural

Gráfico 1 - Consumo de energia primária no mundo por fonte (em %)



Fonte: Energy Institute Statistical Review of World Energy
Elaboração: Observatório Findes.

Nessa linha, o posicionamento do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP) defende que a indústria de petróleo e gás natural pode conciliar a segurança energética com a redução da pegada de carbono ao longo de toda a sua cadeia. Para isso, destaca a importância da melhoria contínua do desempenho energético nas operações - como refino, transporte e distribuição -, da maximização do uso de energias renováveis, do investimento em tecnologias de captura de carbono e da inovação de biocombustíveis.

A indústria de petróleo e gás natural pode conciliar a segurança energética com a redução da pegada de carbono ao longo de toda a sua cadeia

A indústria de petróleo e gás natural pode conciliar a segurança energética com a redução da pegada de carbono ao longo de toda a sua cadeia

1. Corresponds to the English acronym Carbon Capture, Utilization and Storage.

Especificamente, sobre a Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS), esta é um conjunto de tecnologias voltadas para a captura do dióxido de carbono (CO₂). De acordo com dados da Agência Internacional de Energia (EIA), três quartos do CO₂ capturado hoje em instalações de larga escala são de operações de petróleo e gás natural, sendo essa indústria responsável por 37% dos gastos gerais de capital em projetos de CCUS.

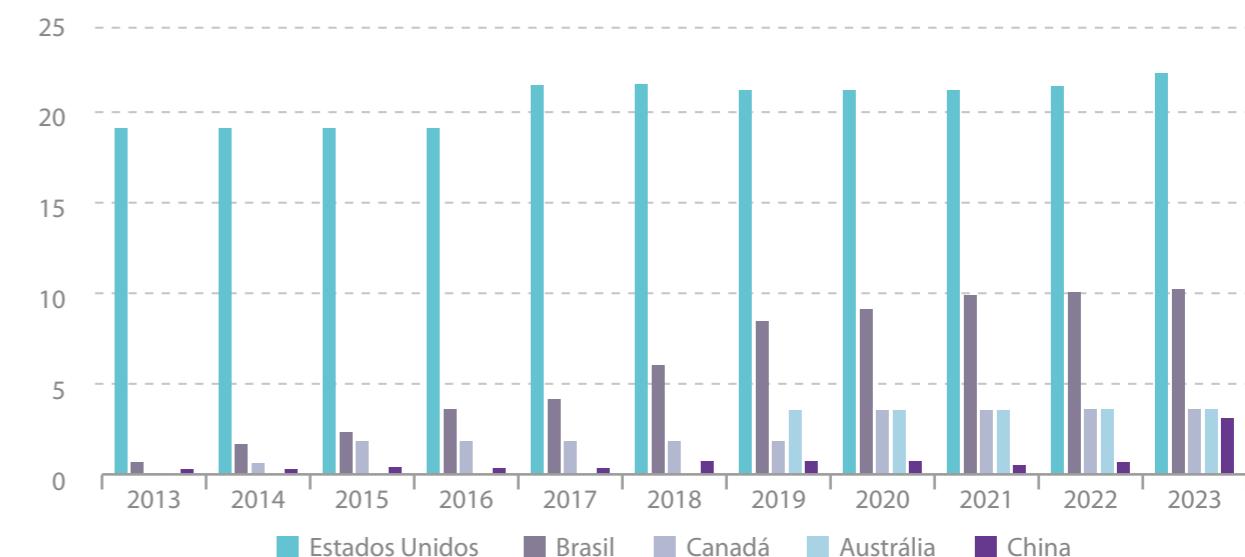
Em 2023, os Estados Unidos, o Brasil e o Canadá concentraram a maior capacidade de captura de carbono via CCUS. Cabe destacar que nos últimos dez anos houve um crescimento da capacidade da tecnologia no Canadá, China e Brasil (Gráfico 2), com aumento de 25,4% entre 2013 e 2023 no Brasil.

No Brasil, a Petrobras tem utilizado a tecnologia na exploração do pré-sal desde 2008, possibilitando a captura e reinjeção de CO₂ nos reservatórios de petróleo, per-

mitindo uma maior eficiência da produção e, ao mesmo tempo, reduzindo a intensidade de emissões. A partir da tecnologia, a Petrobras injetou no acumulado até 2024, mais de 40 milhões de toneladas de

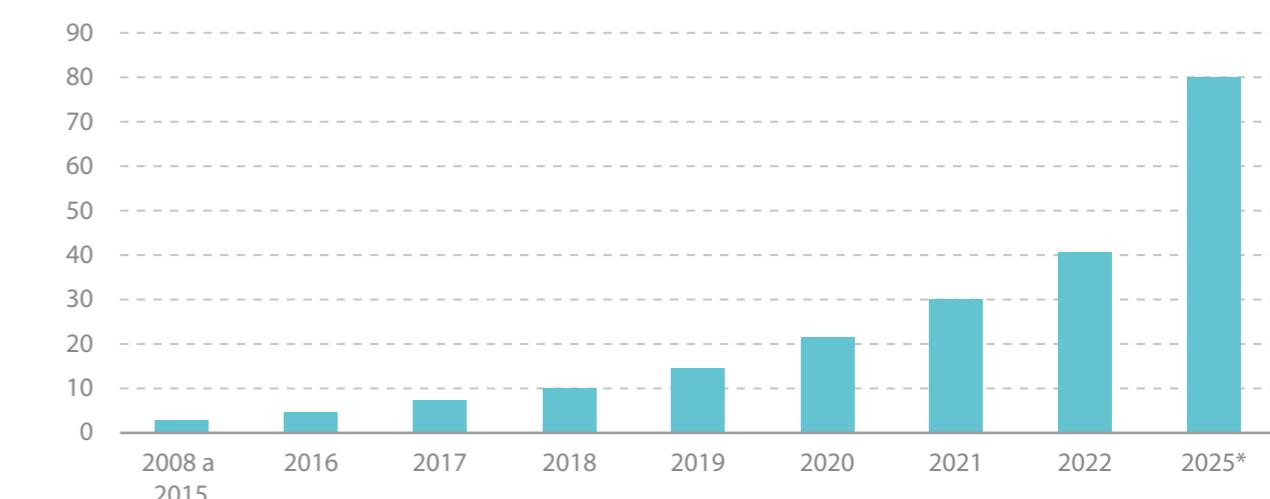
CO₂ nos reservatórios geológicos (Gráfico 3). Segundo seu relatório de sustentabilidade de 2024, a empresa projeta reinjetar 80 milhões de toneladas de CO₂ até 2025 por meio de projetos de CCUS.

Gráfico 2 - Principais países com Capacidade de Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono - CCUS (em milhões de toneladas por ano)



Fonte: Energy Institute Statistical Review Country Transition Tracker | Elaboração: Observatório Findes.

Gráfico 3 - Reinjeção acumulada de CO₂ em atividades da Petrobras (milhões de toneladas)



Nota (*): Valor projetado pela empresa.

Fonte: Nossa Energia – Petrobras (Divulgação online) | Elaboração: Observatório Findes.

1. Corresponds to the English acronym Carbon Capture, Utilization and Storage.



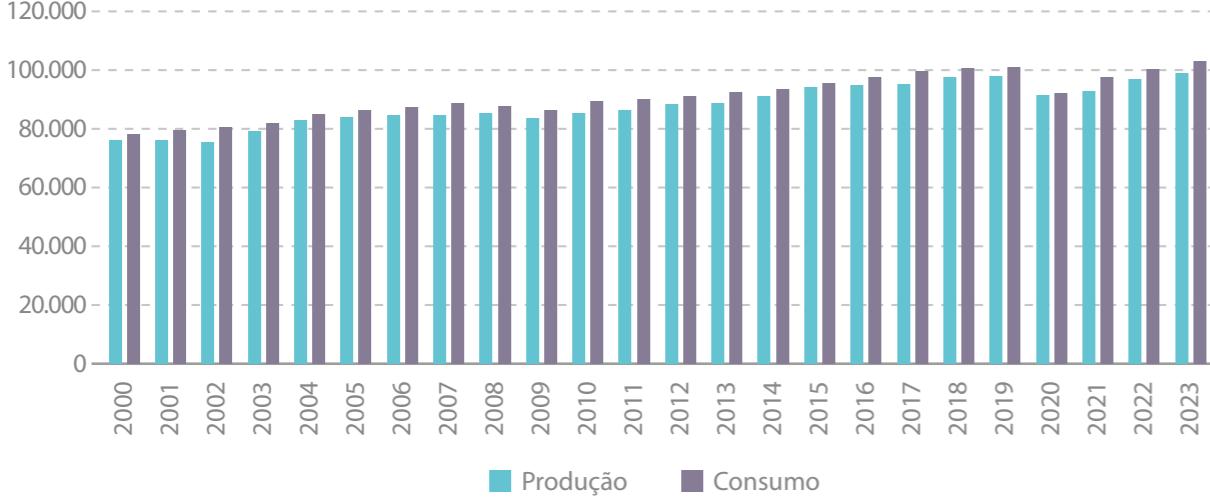
96,3
milhões
bbl/dia foi a
produção de
petróleo mundial
em 2023

PRODUÇÃO E CONSUMO GLOBAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Em 2023, a produção de petróleo atingiu a máxima da série histórica, superando os patamares pré-pandêmicos, assim como o consumo, que também registrou um crescimento expressivo. Por outro lado, tanto a produção quanto o consumo de gás natural permaneceram praticamente estáveis, com variações pouco significativas em relação ao ano anterior.

A produção mundial de petróleo em 2023 foi de 96,3 milhões de bbl/dia, 2,2% superior ao que foi registrado em 2022 (Gráfico 4). Em números absolutos, esse aumento representou um acréscimo de 2,1 milhões de barris de petróleo por dia em todo o mundo. Essa variação foi determinante para atingir um nível recorde e superar os patamares pré-pandêmicos.

Gráfico 4 - Produção e consumo de petróleo no mundo (mil bbl/dia)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Observatório Findes.

1 | PANORAMA INTERNACIONAL

Já com relação ao consumo global de petróleo, em 2023, houve um crescimento de 2,6% em relação ao ano anterior (Gráfico 4), superando 100 milhões bbl/dia em todo o mundo, o que representou um acréscimo de 2,5 milhões de barris por dia em termos absolutos.

A distribuição do consumo entre as regiões no mundo é diferente da distribuição da produção, com a seguinte divisão: Ásia (38%), América do Norte (23,2%), Europa (13,9%), Oriente Médio (9,6%), América do Sul e Central (6,4%), Comunidade dos Estados Independentes (4,6%) e África (4,2%). Regionalmente, a América do Norte e a Europa apresentaram um leve crescimento no consumo de petróleo, ambas as regiões com aumento de 0,8% em 2023 com relação a 2022.

Por outro lado, Ásia e América do Sul e Central apresentaram os maiores crescimentos no consumo do insumo, 5,4% e 3,2%, respectivamente. Os principais países consumidores foram os Estados Unidos, a China e a Índia, que juntos responderam por 40,9% do consumo global. Nesse cenário, o Brasil se manteve como o 8º país com o maior consumo de petróleo no mundo, com 2,5 milhões de barris por dia.

Com relação ao gás natural, a produção global se manteve estável em 2023, com 4,0 trilhões de m³ (Gráfico 5). A produção do insumo registrou um aumento de 10,6 bilhões de m³ na passagem de 2022 para 2023, o que representou um crescimento de 0,3%.

Gráfico 5 - Produção e consumo de gás natural no mundo (milhões de m³)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Observatório Findes.

2. Países membros: Armênia, Azerbaijão, Bielorrússia, Cazaquistão, Moldávia, Quirguistão, Rússia, Tajiquistão, Turcomenistão, Ucrânia e Uzbequistão.



100
milhões
de bbl/dia foi
o consumo de
petróleo mundial
em 2023



4,0
trilhões
de m³ por dia foi o
consumo de gás
natural em 2023

A divisão da produção de gás natural entre as regiões no mundo foi: América do Norte (31,1%), Comunidade dos Estados Independentes (19,1%), Oriente Médio (17,6%), Ásia (17%), África (6,2%), Europa (5%) e América do Sul e Central (4%). Os principais países produtores foram Estados Unidos, Rússia e Irã, que representam conjuntamente 46,2% da produção global. **O Brasil é o 31º país com a maior produção do insumo no mundo, com 23,4 bilhões de m³ de gás natural e o 4º entre os países América do Sul e Central.**

O consumo de gás natural também permaneceu estável. Foram consumidos 4,0 trilhões de m³ de gás natural em todo o

mundo em 2023, variação de 0,05% em relação ano anterior.

A divisão do consumo de gás natural entre as regiões no mundo foi: América do Norte (27,5%), Ásia (23,3%), Comunidade dos Estados Independentes (14,9%), Oriente Médio (14,4%), Europa (11,6%), África (4,3%) e América do Sul e Central (4,0%). Os Estados Unidos, a Rússia e a China concentram 41,6% do consumo global de gás natural. **O Brasil manteve a 29ª posição de maior consumidor no mundo, com 30,0 bilhões de m³ de gás natural, atrás apenas do México e da Argentina, no contexto da América do Sul e Central.**

RESERVAS GLOBAIS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

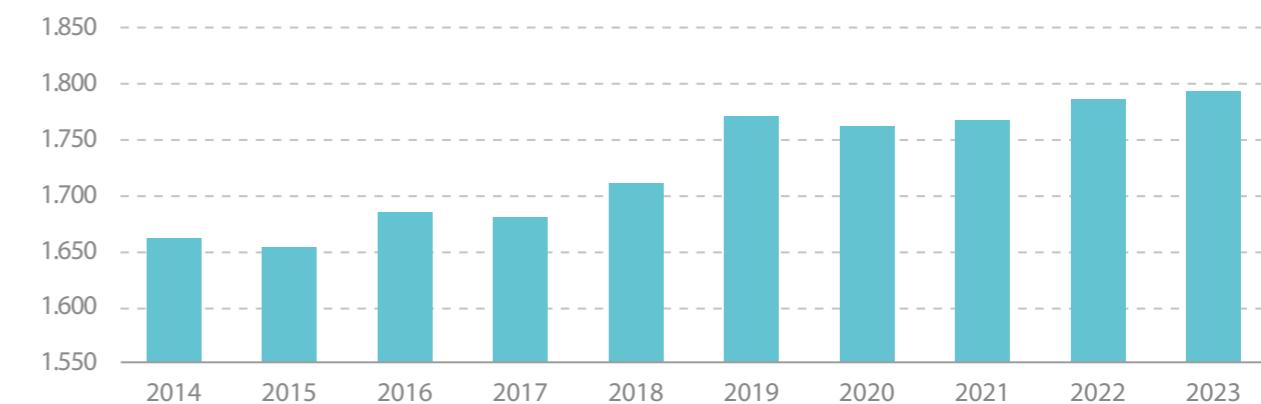


Em 2023, o total de reservas provadas de petróleo no mundo foi de 1,79 bilhão de barris, variação estável de 0,3% em relação a 2022, e maior patamar desde 2014 (Gráfico 6).

A divisão das reservas de petróleo entre as regiões no mundo foi: Oriente Médio (48,7%), América do Sul e Central (18,6%), América do Norte (14,7%), Comunidade dos Estados Independentes (8,1%), África (6,6%), Ásia-Pacífico (2,6%) e Europa (0,7%). A Venezuela, a Arábia Saudita e o Irã concentraram 43,4% do total das reservas de petróleo do mundo. **O Brasil foi o 15º país com a maior reserva do insumo no mundo, com 15,9 bilhões de barris de petróleo.**

1 | PANORAMA INTERNACIONAL

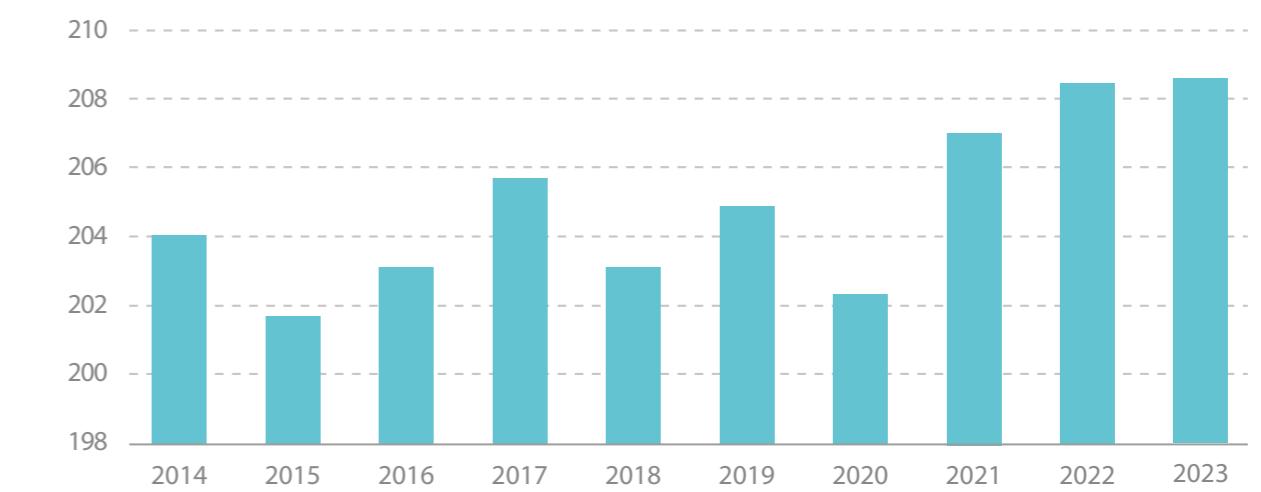
Gráfico 6 - Reservas provadas de petróleo no mundo (bilhões de barris)



Fonte: Eni, World Energy Review 2024 | Elaboração: Observatório/Findes.

Já com relação ao gás natural, em 2023 as reservas alcançaram 208,7 trilhões de m³ (Gráfico 7). A divisão das reservas de gás natural entre as regiões no mundo foi: América do Norte (10,4%), Oriente Médio (39,8%), Comunidade dos Estados Independentes (31,5%), África (7,6%), América do Sul e Central (3,5%), e Europa (1,7%). A Rússia, o Irã e o Catar concentraram 50,3% do total das reservas de gás natural do mundo. **O Brasil foi o 28º país com a maior reserva do insumo no mundo, com 517,0 bilhões de m³ de gás natural.**

Gráfico 7 - Reservas de gás natural no mundo (trilhões de m³)



Fonte: Eni, World Energy Review 2024 | Elaboração: Observatório Findes.



103,5
milhões

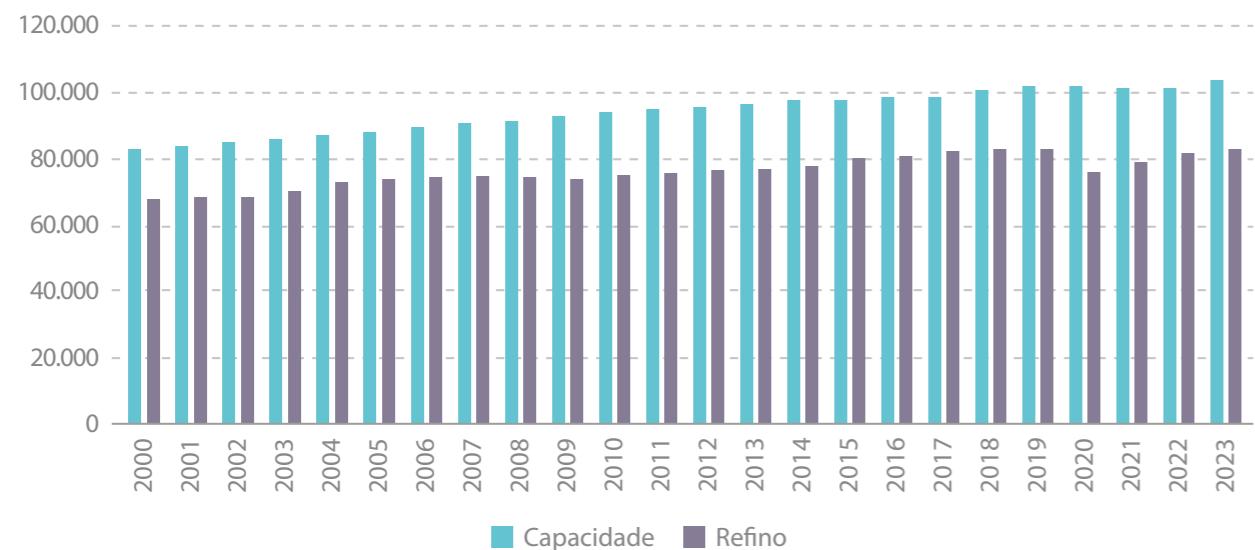
de barris por dia
foi a capacidade
instalada de refino
de petróleo no
mundo em 2023

CAPACIDADE E REFINO GLOBAL DE PETRÓLEO

A capacidade instalada de refino de petróleo no mundo foi de 103,5 milhões de barris por dia em 2023. Houve um crescimento de 2 mil barris diários, ou seja, um aumento de 2,1% com relação a 2022. Já o refino de petróleo foi de 82,9 milhões de barris por dia em 2023, um acréscimo de 1,3 milhão de barris diários refinados no mundo, 1,6% superior ao registrado no ano anterior (Gráfico 8).

A capacidade de refino esteve dividida da seguinte forma entre as regiões no mundo: Ásia (36,2%), América do Norte (21,2%), Europa (14,4%), Oriente Médio (11,2%), Comunidade dos Estados Independentes (8,1%), América do Sul e Central (6,0%) e África (2,9%). Os Estados Unidos, a China e a Rússia concentram 44,3% do refino de petróleo em todo o mundo. **O Brasil foi o 9º país com o maior refino de petróleo do mundo, com 1,9 milhão de bbl/dia em 2023, subindo uma posição em relação ao ano anterior.**

Gráfico 8 - Capacidade e refino de petróleo no mundo (mil bbl/dia)



BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Observatório Findes.

de de refino de petróleo em todo o mundo. **O Brasil foi o 9º país com a maior capacidade de refino do mundo, com 2,3 milhões de barris por dia.**

Já a capacidade das refinarias de petróleo apresentou a seguinte situação entre as regiões do mundo: Ásia (37,3%), América do Norte (22,3%), Europa (14,3%), Oriente Médio (11,3%), Comunidade dos Estados Independentes (8,1%), América do Sul e Central (4,5%) e África (2,2%). Os Estados Unidos, a China e a Rússia concentram 44,3% do refino de petróleo em todo o mundo. **O Brasil foi o 9º país com o maior refino de petróleo do mundo, com 1,9 milhão de bbl/dia em 2023, subindo uma posição em relação ao ano anterior.**

A REGULAÇÃO E OS DESAFIOS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO SETOR DE PETRÓLEO E GÁS

A transição energética é um dos maiores desafios globais do setor de energia. O segmento de petróleo e gás natural tem se visto cada vez mais instado a incorporar novas fontes renováveis. Outro desafio é produzir mais energia com menos emissões, com um olhar amplo e sistêmico para a sustentabilidade social e ambiental.

Nesse contexto, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) tem papel crucial na implementação de políticas públicas que promovam essa transição de forma sustentável, sem comprometer a segurança energética do País. A ANP é legalmente responsável por implementar a política nacional de petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, com ênfase na garantia da qualidade e oferta de combustíveis ao consumidor brasileiro.

Há cerca de 20 anos, a ANP regula a produção e o uso de biodiesel e etanol, biocombustíveis que continuarão ganhando destaque na matriz energética brasileira. Em 2017, com a criação do RenovaBio, a Agência passou a ser responsável por fiscalizar as metas de redução de gases de efeito estufa dos distribuidores de combustíveis, de modo a contribuir com os compromissos do Brasil no Acordo de Paris, por meio da certificação da eficiência energético-ambiental do processo produtivo de biocombustíveis.

O Brasil, com sua ampla produção de petróleo no Pré-Sal, possui uma intensidade de carbono significativamente menor do que a média global. Isso representa uma

Em 2024, novas leis reforçaram o papel da ANP na transição energética. Em agosto, foi publicado o marco legal do hidrogênio de baixa emissão de carbono, atribuindo à Agência a regulação da produção desse combustível e da exploração e produção de hidrogênio natural. Em outubro, a Lei do Combustível do Futuro conferiu à ANP a responsabilidade de regular a captura e estocagem de carbono e instituiu programas de incentivo aos biocombustíveis, como o combustível sustentável de aviação (SAF), o diesel verde e o biometano, além da previsão de aumento progressivo dos teores de etanol na gasolina e de biodiesel no óleo diesel.

Contudo, a implementação dessas políticas não ocorre sem desafios. A ANP precisa equilibrar a promoção de energias renováveis com a manutenção da segurança do abastecimento, que ainda depende fortemente do petróleo e do gás natural. A transição não pode ser abrupta, pois a escassez desses recursos poderia resultar em altos preços de energia, prejudicando a economia nacional e afetando as populações mais vulneráveis.



Symone Araújo

Diretora técnica da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Recursos provenientes da exploração de petróleo e gás vêm sendo direcionados para o desenvolvimento de tecnologias voltadas à descarbonização, à eficiência energética e à redução de impactos ambientais.

vantageira competitiva que precisa ser considerada nas políticas públicas, de modo a estimular uma transição energética que favoreça o desenvolvimento de tecnologias mais limpas sem afetar a competitividade internacional do nosso País.

Outro fator essencial é o papel do gás natural. Ele é mais favorável ambiental e energeticamente do que outros combustíveis de origem fóssil, mas precisa ser disponibilizado em condições mais atrativas para o mercado. Na ANP, temos adotado medidas para um mercado mais aberto, dinâmico e competitivo, com avanços evidentes, como o aumento da participação da produção independente, especialmente no Nordeste, e a efetiva consolidação do mercado livre, notadamente no Sudeste. Além disso, o número de contratos de compra de venda de gás natural tem tido crescimentos significativos, bem como o número de empresas efetuando carregamento de gás na rede integrada.

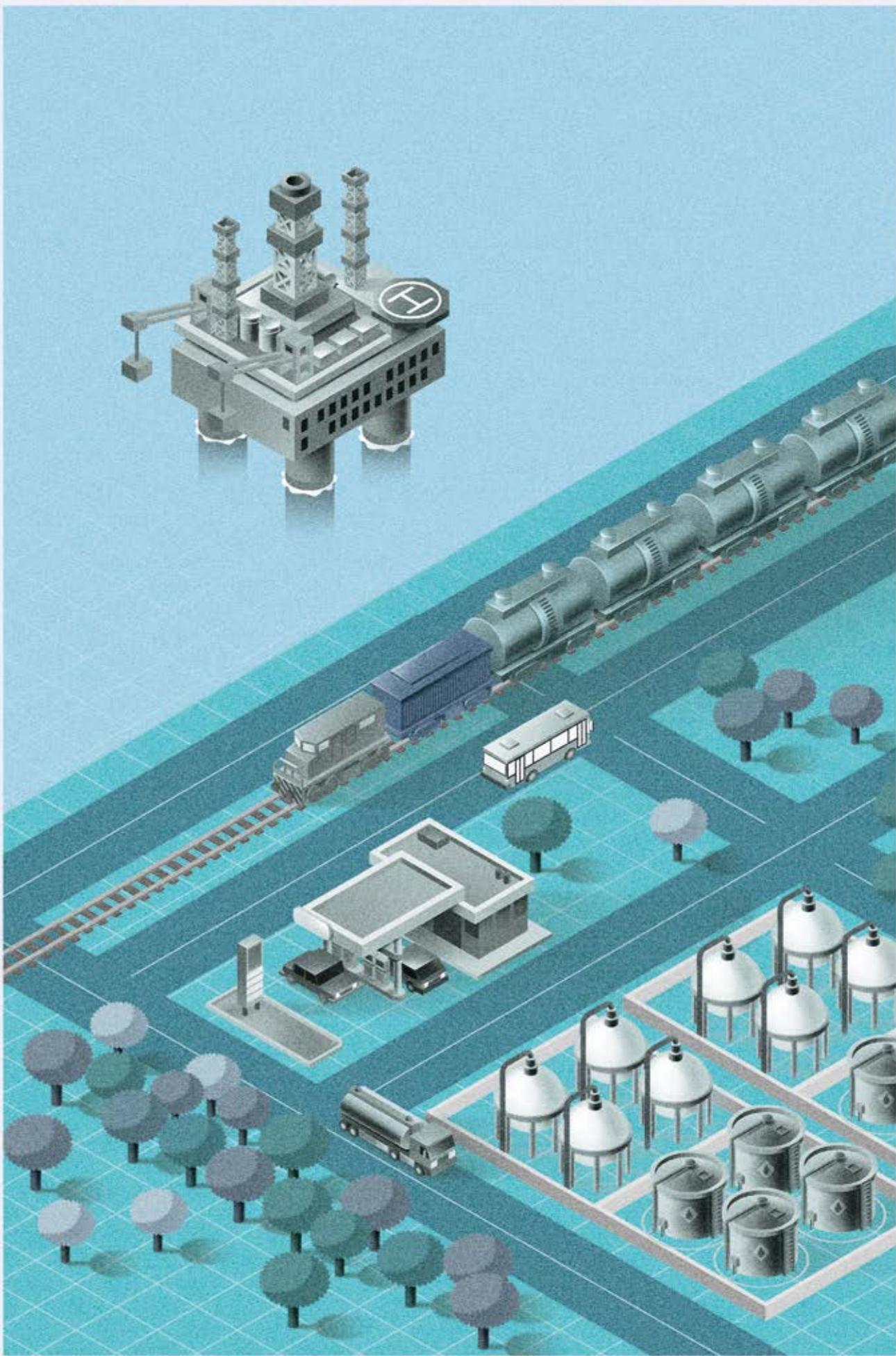
Outro aspecto importante é o incentivo à pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I). Em 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução nº 2/2021, orientando a ANP a priorizar a destinação dos recursos de PD&I a temas ligados à transição energética. Em 2023, 13% dos projetos iniciados estavam associados a essa temática, totalizando um investimento estimado de R\$ 782 milhões. Já em 2024, aproximadamente 17% dos projetos estavam relacionados à transição energética, 10% à proteção ambiental e 1% à eficiência energética.

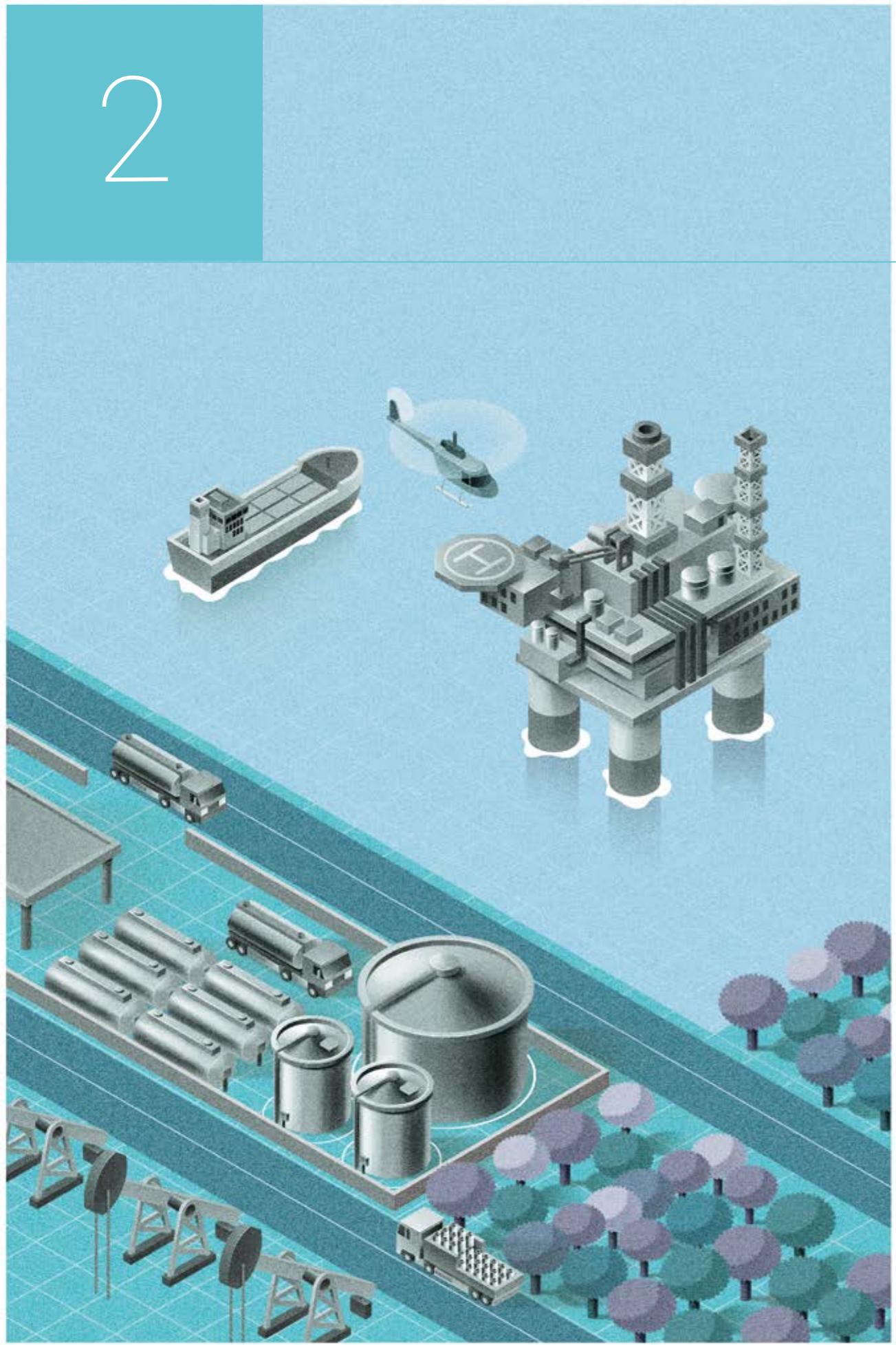
Isso demonstra que recursos provenientes da exploração de petróleo e gás vêm sendo direcionados para o desenvolvimento de tecnologias voltadas à descarbonização, à eficiência energética e à redução de impactos ambientais.

Assim como a ANP, o setor de petróleo e gás também está diretamente envolvido na transição energética. Não é à toa que empresas do setor têm se reposicionado para se apresentarem como empresas de energia, incluindo em seu portfólio investimentos em energias limpas.

Portanto, podemos afirmar que a transição energética não conflita com o setor de óleo e gás. Pelo contrário, ela é uma grande direcionadora do futuro desse setor. Acredito que o termo chave para esse processo é integração energética. É inegável que, para atingirmos esse objetivo de uma transição justa e sustentável, os combustíveis de origem fóssil ainda terão um papel importante nas próximas décadas.

Por fim, a transição energética no Brasil, particularmente no setor de petróleo e gás, exige uma regulação equilibrada que promova a inovação, garanta a segurança energética e seja sensível às questões socioambientais. A ANP, com seu papel regulador e fiscalizador, é essencial nesse processo, ajudando o Brasil a se posicionar estratégicamente para enfrentar os desafios globais da transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável.





EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO ESPÍRITO SANTO

O território do estado do Espírito Santo abriga duas bacias sedimentares produtoras de petróleo e gás natural. Ao Norte, a Bacia do Espírito Santo engloba campos e blocos exploratórios tanto em terra quanto no mar. Já no sul do estado, uma parte da Bacia de Campos inclui áreas do pré-sal, cujos campos e blocos marítimos fazem confrontação com o território capixaba.

No total, o Espírito Santo possuía 39 campos produtores ao final de 2024, dos quais 19 eram maduros, com 354 poços em operação. A maior parte dos hidrocarbonetos extraídos provém de áreas marítimas, representando 95% da produção de petróleo e 97% da produção de gás natural. Assim, a evolução da extração offshore determina o volume total produzido no estado, uma tendência que deve permanecer nos próximos anos.

ATIVIDADE PERFURATÓRIA NO ESPÍRITO SANTO

A atividade perfuratória na indústria de petróleo e gás natural tem diversos objetivos, entre os quais se destacam a coleta de dados geológicos para entender a geologia do subsolo e identificar a presença de hidrocarbonetos, essencial na fase de exploração; a extração comercial de petróleo e gás natural após a confirmação de reservas viáveis; a injeção de fluidos, como água ou gás carbônico, para melhorar a recuperação de petróleo, aumentando a pressão no reservatório; e a instalação de equipamentos de monitoramento que permitem acompanhar a pressão e a composição dos fluidos, otimizando a gestão da produção. O monitoramento dessa atividade serve para acompanhar a evolução da fase exploratória e a produção futura de petróleo e gás natural de uma região.

Além disso, em 2024, o Espírito Santo tinha 7 campos em desenvolvimento, sendo 4 em terra e 3 em mar. São eles: Batuíra, operado pela Capixaba Energia; Caxaréu e Mangagá, operados pela Petrobras; Lagoa Parda Sul, operado pela Imetame; Mosquito e Saíra, da Origem; e Wahoo, da PRIO.

Ao todo, 27 empresas atuavam no estado em 2023, com campos em fase de exploração, desenvolvimento e produção. A Petrobras foi a empresa com a maior participação na produção capixaba, por ser a operadora do Parque das Baleias, na Bacia de Campos. Esse parque foi responsável por 73,9% da produção de petróleo e 74,9% da produção de gás natural offshore do estado.



354

poços produtores de petróleo e gás natural no Espírito Santo em 2024



95%

da produção de petróleo e

97%

da produção de gás natural foram oriundas de áreas marítimas no Espírito Santo em 2024



16
poços offshore
foram perfurados
em 2024



13
poços onshore
foram perfurados
em 2024

No Espírito Santo, essa atividade teve início em 1959 com a perfuração do poço terrestre em Conceição da Barra, na Bacia do Espírito Santo. Desde então, foram perfurados 2.384 poços no Espírito Santo, dos quais 1.792 foram perfurados em terra e 592 em mar.

Apenas em 2024, foi iniciada a perfuração de 29 poços no Espírito Santo (16 no offshore e 13 no onshore), aumento de 81,3% frente ao ano anterior. Desse total, 16 poços foram classificados como de desenvolvimento (55,2% do total), 4 poços foram classificados como injetores (13,8% do total) e 9 poços foram classificados em outras categorias pela ANP (31,0% do total).

Em relação aos poços de desenvolvimento (16 poços), aqueles destinados à extração de petróleo e/ou gás natural, 11 po-

ços foram perfurados no campo onshore de Inhambu, 1 no campo terrestre de Rio Ipiranga – ambos na Bacia do Espírito Santo – e 4 no campo offshore de Jubarte, na Bacia de Campos.

Já em relação aos poços injetores (4 poços), todos eles foram perfurados no campo de Jubarte. Esses tipos de perfurações são utilizados para injetar água, gás ou vapor, com o objetivo de manter a pressão do reservatório, e melhorar o fator de recuperação da produção. Cabe ressaltar que as perfurações no campo de Jubarte fazem parte do projeto Integrado do Parque das Baleias (IPB), que visa interligar 17 poços ao novo navio-plataforma (FPSO) Maria Quitéria, sendo nove produtores de óleo e oito injetores de água. O navio-plataforma entrou em operação no sul do estado em outubro de 2024.

Gráfico 9 - Poços perfurados no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

Com relação aos poços exploratórios, ou seja, aqueles destinados à descoberta de novas jazidas de petróleo e gás natural, o Espírito Santo perfurou um total de 333 poços desde 1998, o que representou 19% de todas as perfurações exploratórias realizadas no Brasil. Desse total, 137 poços foram perfurados no mar e 196 em terra.

Apenas em 2024, foram perfurados 5 po-

ços no Espírito Santo, o que representou 38% de todos os poços exploratórios perfurados no Brasil. Em mar, foram perfurados pela Petrobras 4 poços exploratórios, todos localizados na margem leste da Bacia do Espírito Santo, nos blocos ES-M-596 e ES-M-673. O bloco ES-M-596 teve indícios de gás natural encontrados em 2021. Em terra, a petroleira BGM perfurou um poço no bloco ES-T-516.

Gráfico 10 - Poços exploratórios perfurados no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS

Após a perfuração, caso a atividade exploratória indique a presença de hidrocarbonetos, a petroleira deve emitir uma Notificação de Descoberta de Indícios de Hidrocarbonetos à ANP. Desde 1998, ano em que essa prática se tornou obrigatória, foram emitidas 239 notificações no Espírito Santo, sendo 45% em áreas onshore e 55% em offshore. Esse número representou 23% do total de declarações registradas no Brasil durante o período.

Vale destacar que, desde 2022, foram emitidas apenas notificações de indícios de hidrocarbonetos em ambiente onshore capixaba. A última notificação emitida para ambientes offshore foi registrada em 2021 no bloco ES-M-669, localizado na margem leste da Bacia do Espírito Santo, onde a Petrobras perfurou o poço de petróleo mais profundo do Brasil (Moinai), com 7.699 metros de profundidade.



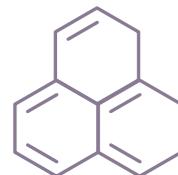
239
notificações de
hidrocarboneto
foram emitidas
no Espírito Santo
desde 1998

Em 2024, no Espírito Santo, foram emitidas duas notificações de descoberta de indícios de hidrocarbonetos nos blocos ES-T-516 e ES-T-345 operados pela BGM, em que ambas constataram petróleo como fluído descoberto.

Gráfico 11 - Notificação de Descoberta de Indício de Hidrocarbonetos no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.



2 notificações de hidrocarboneto foram emitidas no Espírito Santo em 2024

ES-T-516
ES-T-345

Após a identificação de indícios de hidrocarbonetos e a emissão da Notificação de Descoberta (ND), a próxima etapa é o operador apresentar um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) junto à ANP. Esse documento inclui um programa de trabalho que contém as atividades, os prazos e os investimentos necessários para a avaliação da viabilidade técnico-econômica de um campo recém-descoberto na área exploratória.

Em 2024, o estado do Espírito Santo possui 2 Planos de Avaliação de Descoberta ativos, ou seja, dentro do prazo contratual do bloco para a fase de exploração. Entre eles, um está localizado em terra e outro em mar. O bloco terrestre ES-T-487 (Águia Real), operado pela Capixaba Energia, teve sua Declaração de Comercialidade emitida

em 2023. Já o bloco marítimo ES-M-669, na Bacia do Espírito Santo, têm a previsão de conclusão dos seus estudos de viabilidade técnica e econômica para 2026.

Além disso, outros 3 PADs estão em processo de postergação da Declaração de Comercialidade, que ocorre quando a empresa solicita à ANP um tempo adicional, após o fim do que o prazo previsto no contrato para a fase exploratória, para concluir

a avaliação da descoberta antes de tomar uma decisão sobre sua viabilidade comercial. Entre esses ativos em postergação, destaca-se o bloco C-M-101, onde está localizado o campo de Wahoo, cuja declaração de comercialidade foi feita em 2021. Já os blocos ES-M-525 e ES-M-414 serão avaliados até no máximo o ano de 2026.

Tabela 1 - Planos de Avaliação de Descoberta (PADs) em andamento no Espírito Santo

SITUAÇÃO	BLOCO	BACIA	AMBIENTE	OPERADOR	CONTRATADOS	INÍCIO EFETIVO	TÉRMINO PREVISTO
Postergação da Declaração de Comercialidade	C-M-101	Campos	MAR	Petro Rio Jaguar	Petro Rio Jaguar (64,3%) IBV Brasil Petróleo (35,7%)	12/01/2011	30/03/2028
	ES-M-525	Espírito Santo	MAR	BW Maromba	BW Maromba (76,5%) Aquamarine (23,5%)	05/12/2012	29/03/2025
	ES-M-414	Espírito Santo	MAR	3R Petroleum Off	3R Petroleum Off (100%)	08/01/2014	01/02/2026
Ativo	ES-T-487	Espírito Santo	TERRA	Capixaba Energia	Capixaba Energia (100%)	08/01/2021	30/12/2024
	ES-M-669	Espírito Santo	MAR	Petrobras	Petrobras (100%)	25/08/2022	10/11/2026

Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

DECLARAÇÕES DE COMERCIALIDADE

Com base nos estudos de viabilidade técnico-econômica realizados pelos Planos de Avaliação de Descoberta (PADs), a empresa possuirá as informações necessárias para saber se a área é economicamente viável para exploração comercial. Caso a viabilidade seja confirmada, é emitida uma Declaração de Comercialidade junto à ANP. A emissão dessa declaração marca o fim da fase de exploração do bloco e, consequentemente, o início da fase de produção de um campo.

Desde 1999, foram emitidas 64 Declarações de Comercialidade no Espírito Santo, divididas entre onshore (68,7%) e offshore (31,3%). Apesar nos dois últimos anos, foram emitidas 6 dessas declarações para áreas onshore no Espírito Santo. A última declaração no offshore foi emitida em 2021 para o campo de Wahoo.

No ano de 2023, foram emitidas 4 declarações no estado, todas em terra. As empresas BGM e Imetame emitiram uma declaração cada, para os campos de Muriqui e Lagoa Parda Sul, respectivamente. Por sua vez, a operadora Capixaba Energia emitiu duas declarações referentes aos campos de Águia Real e Batuira, que fazem parte dos blocos ES-T-487 e ES-T-441, respectivamente, ambos adquiridos na 14ª Rodada de Licitações da ANP.

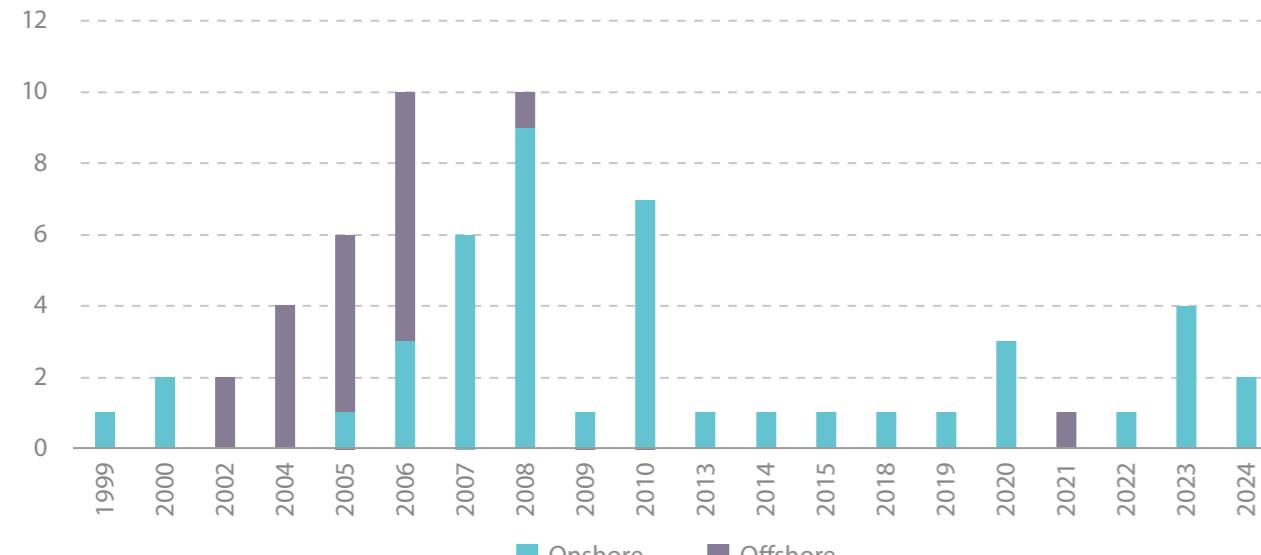
Já em 2024, outras duas Declarações de Comercialidade foram emitidas na porção terrestre da bacia do Espírito Santo, uma no campo de Mosquito e outra no campo de Saíra, ambos operados pela Origem Energia, por meio do consórcio formado por Origem Energia Alagoas S.A. (50%) e Origem Energia S.A. (50%).



64

declarações de comercialidade foram emitidas no Espírito Santo desde 1999

Gráfico 12 - Declarações de Comercialidade no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.



1,2 bilhão de barris de petróleo foi a reserva do insumo no Espírito Santo em 2023



32,0 bilhões de m³ de gás natural foi a reserva do insumo no Espírito Santo em 2023

RESERVAS DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Em 2023, última informação disponibilizada pela ANP, as reservas totais do Brasil alcançaram 27,5 bilhões de barris de petróleo e 704,7 bilhões de m³ de gás natural, volumes 2,26% e 19,9% superiores, respectivamente, aos registrados no ano anterior.

O indicador que avalia a vida útil das reservas que sustentará a produção no decorrer do tempo³ demonstrou que, atualmente, o Espírito Santo possui uma vida útil das reservas provadas de petróleo de 11 anos, mantendo a produção no nível de 2023. Da mesma forma, em relação ao gás natural, o indicador demonstrou que as reservas capixabas possuem vida útil também de 11 anos. Para o Brasil, esse indicador foi de 13 anos para o petróleo e 9 anos para o gás natural.

Em 2023, o ambiente offshore concentra-va 95,6% das reservas de petróleo do Espírito Santo, enquanto o onshore detinha apenas 4,4% das reservas. Naquele ano, as reservas offshore cresceram 10,9% em relação ao ano anterior, atingindo 1,1 bilhão de barris, enquanto as reservas onshore registraram uma queda de 17,3%, alcançando 52 milhões de barris.

Já com relação ao Gás Natural, em 2023, o Espírito Santo alcançou 31,2 bilhões de m³ de reservas em ambiente offshore, uma expansão de 15,3% comparado com o ano anterior. Com esse resultado, o estado voltou para a segunda posição entre os estados com as maiores reservas desse recurso em mar, atrás apenas do Rio de Janeiro (519 bilhões de m³) e na frente de São Paulo (29,7 bilhões de m³). No onshore, onde estão localizadas apenas 2,4% das reservas de gás natural capixaba, a disponibilidade desse recurso totalizou 765 milhões de m³, um aumento de 20% frente ao volume registrado em 2022.

Gráfico 13 - Reservas totais de petróleo no Espírito Santo (em milhões de barris)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

Gráfico 14 - Reservas totais de gás natural no Espírito Santo (em milhões de m³)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

3. O indicador é calculado por meio da relação entre a reserva provadas e a produção de petróleo e gás natural.

Quanto maior o indicador, maior o tempo disponível de produção dos insumos.



154,9
mil
barris por dia
foi a produção
de petróleo no
Espírito Santo
em 2024

PRODUÇÃO TOTAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

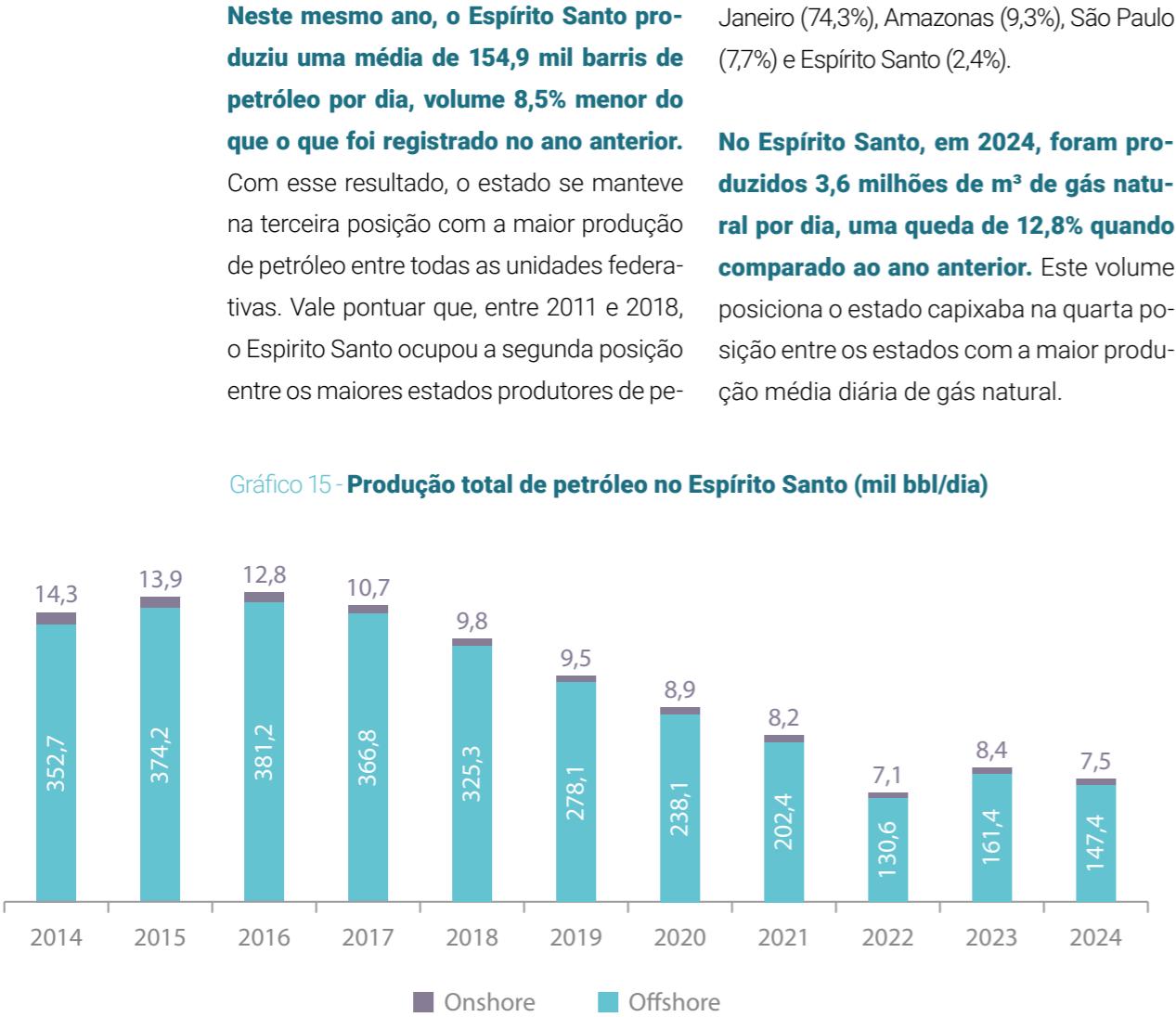
Em 2024, a produção brasileira de petróleo alcançou 3,35 milhões de barris por dia, representando uma queda de 1,3% em relação ao que foi registrado no ano anterior, quando atingiu 3,4 milhões de barris diários. A produção em 2024 esteve concentrada em três estados: Rio de Janeiro (86,8%), São Paulo (6,1%) e o Espírito Santo (4,6%).

tróleo. O posto foi perdido, em 2019, para São Paulo, que apresentou notável crescimento em sua produção no pré-sal.

Já em relação ao gás natural, a produção média brasileira foi de 153 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d) em 2024, 2,0% superior ao registrado em 2023. A produção esteve concentrada em quatro estados: Rio de Janeiro (74,3%), Amazonas (9,3%), São Paulo (7,7%) e Espírito Santo (2,4%).

Neste mesmo ano, o Espírito Santo produziu uma média de 154,9 mil barris de petróleo por dia, volume 8,5% menor do que o que foi registrado no ano anterior. Com esse resultado, o estado se manteve na terceira posição com a maior produção de petróleo entre todas as unidades federativas. Vale pontuar que, entre 2011 e 2018, o Espírito Santo ocupou a segunda posição entre os maiores estados produtores de pe-

No Espírito Santo, em 2024, foram produzidos 3,6 milhões de m³ de gás natural por dia, uma queda de 12,8% quando comparado ao ano anterior. Este volume posiciona o estado capixaba na quarta posição entre os estados com a maior produção média diária de gás natural.



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

É importante destacar que a produção total de petróleo e gás natural no Espírito Santo se manteve com relativa estabilidade até outubro de 2024. No entanto, nos dois últimos meses do ano, houve uma redução significativa que impactou o desempenho anual. Essa queda ocorreu principalmente no Campo de Jubarte, o principal campo produtor do estado, e está associada à entrada em operação

do FPSO Maria Quitéria. A atividade de comissionamento da plataforma exigiu interligações de poços à nova plataforma e a desconexão de unidades antigas, o que reduziu a produção dos insumos nos últimos meses do ano. Apesar desse cenário, a produção em 2024 esteve em um patamar superior ao que foi registrado em 2022, quando o estado registrou o menor resultado da última década (Gráfico 16).



3,6
milhões
de m³ por dia foi a
produção de gás
natural no Espírito
Santo em 2024

Gráfico 16 - Produção total de gás natural no Espírito Santo (milhões de m³/dia)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL OFFSHORE

Em 2024, a produção média de petróleo offshore no Espírito Santo foi de 147,4 mil barris de petróleo por dia (bbl/dia), queda de 8,7% frente ao volume registrado no

ano anterior. Já com relação ao gás natural, a produção média capixaba foi de 3,5 milhões de m³/dia, uma redução de 13,1% em comparação a 2023.

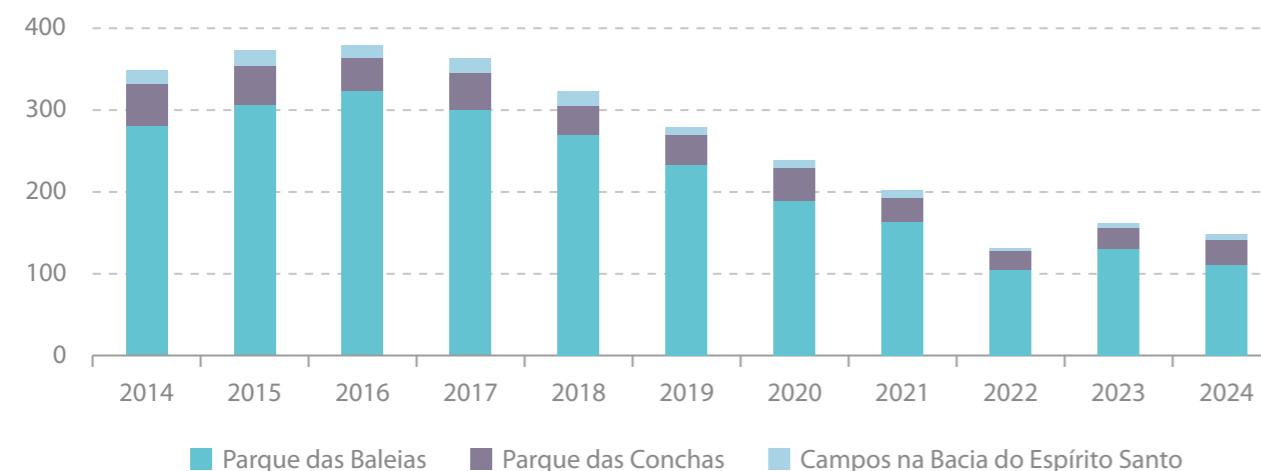
A produção de petróleo e gás natural offshore no Espírito Santo pode ser dividida em três áreas, de acordo com a sua localização. Duas delas estão localizadas na Bacia de Campos, nos campos produtores do Parque das Baleias⁵ e do Parque das Conchas⁶ e a terceira área está situada nos campos produtores da Bacia do Espírito Santo.

Com relação ao Parque das Baleias⁴, houve uma queda de 11,4% na produção de petróleo alcançando uma produção **114,6 mil bbl/dia em 2024**. A área foi responsável por 73,8% da produção total de petróleo no Espírito Santo. Já com relação ao gás natural, o parque extraiu 2,73 milhões de m³/dia, uma redução de 14,4% em comparação com 2023. Essas quedas ocorreram no Campo de Jubarte devido à entra-

da em operação do FPSO Maria Quitéria, cujo comissionamento exigiu a interligação e a desconexão de poços à plataforma, impactando a produção.

Já no Parque das Conchas⁵ houve uma produção de 25,4 mil bbl/dia e 278,6 mil de m³/dia de gás natural, ambos com queda de 2,2% e 1,3%, respectivamente. A área foi responsável pela produção de 16,4% do total de petróleo e 7,6% do gás natural do Espírito Santo. Esse desempenho foi influenciado pela menor produção nos campos de Abalone e Argonauta, parcialmente compensada pela expansão no campo de Ostra. Como não houve paradas programadas para manutenção ao longo do ano, essa redução pode estar associada ao declínio natural do campo.

Gráfico 17 - Produção de petróleo offshore no Espírito Santo por localização (mil bbl/dia)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

4. Em 2019, a ANP e a Petrobras assinaram um acordo envolvendo os reservatórios do parque para a finalidade de pagamento de royalties e participações especiais. O acordo considerou apenas um reservatório denominado Novo Campo de Jubarte, que incluiu as áreas compreendidas entre Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de

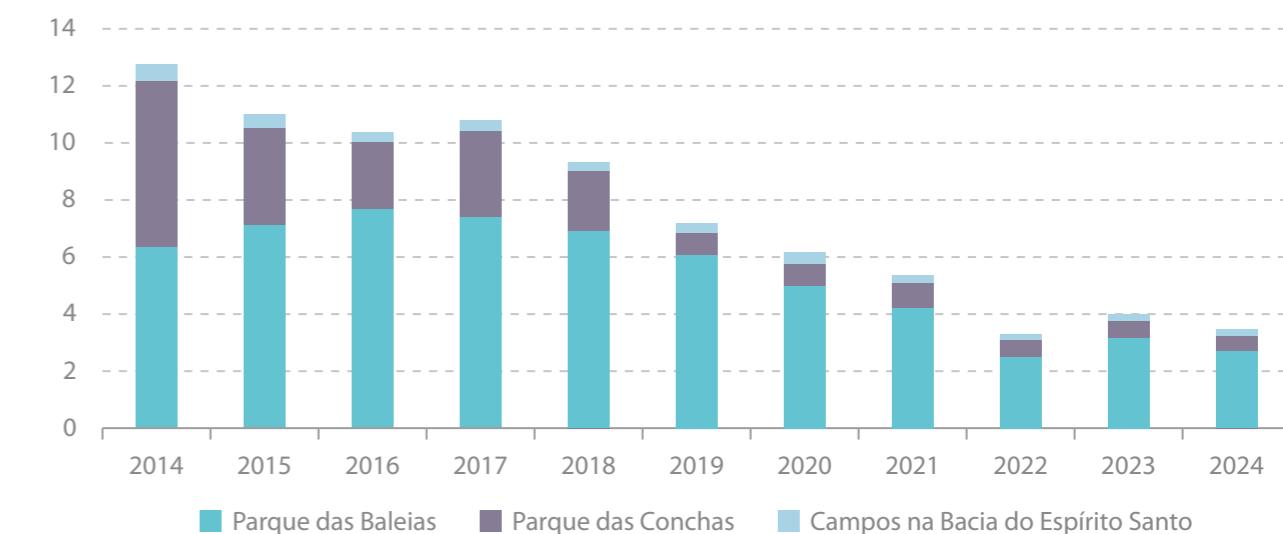
Cachalote, Mangangá e Pirambu. O acordo possibilitou a aprovação de um novo Plano de Desenvolvimento para o Novo Campo de Jubarte, com a prorrogação por mais 27 anos para a fase de produção.

5. Composto pelos campos de Abalone, Argonauta e Ostra.

Por outro lado, houve um aumento de 26,3% na produção de petróleo nos campos produtores offshore da Bacia do Espírito Santo, alcançando uma produção de 7,3 mil bbl/dia em 2024. Esse crescimento foi impulsionado pela maior extração no campo de Golfinho (25,4%), operado

pela BW Energy, e Cangoá (22,0%), operado pela 3R Petroleum, avanços que refletem a revisão das estratégias produtivas desses ativos após serem vendidos pela Petrobras. Já a produção de gás natural na Bacia do Espírito Santo reduziu 11,1% frente ao ano anterior, totalizando 518,2 mil m³/dia.

Gráfico 18 - Produção de gás natural offshore no Espírito Santo por localização (milhões de m³/dia)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL ONSHORE

Em 2024, a produção média de petróleo onshore no Espírito Santo foi de 7,5 mil bbl/dia, apresentando uma queda de 10,6% em relação ao ano anterior. Já a produção de gás natural totalizou 116,2 mil m³/dia, um volume 4,3% inferior ao registrado em 2023.

dez campos produtores: Fazenda Alegre (37,7%), Cancã (14,8%), Fazenda São Rafael (9,8%), Inhambu (7,7%), Fazenda Santa Luzia (6,8%), Jacutinga (4,1%), Lagoa Parda (4,1%), São Mateus Leste (4,1%), Fazenda São Jorge (3,2%), Fazenda Cedro (1,9%) e Irara (1,6%).

Quanto à distribuição por localização, 95,8% da produção de petróleo onshore no estado esteve concentrada em

No total, seis desses campos apresentaram queda na produção de petróleo em 2024 em relação a 2023: Fazenda

Alegre (-11,4%), Inhambu (-33,8%), Jacutinga (-33,8%), Lagoa Parda (-23,0%),

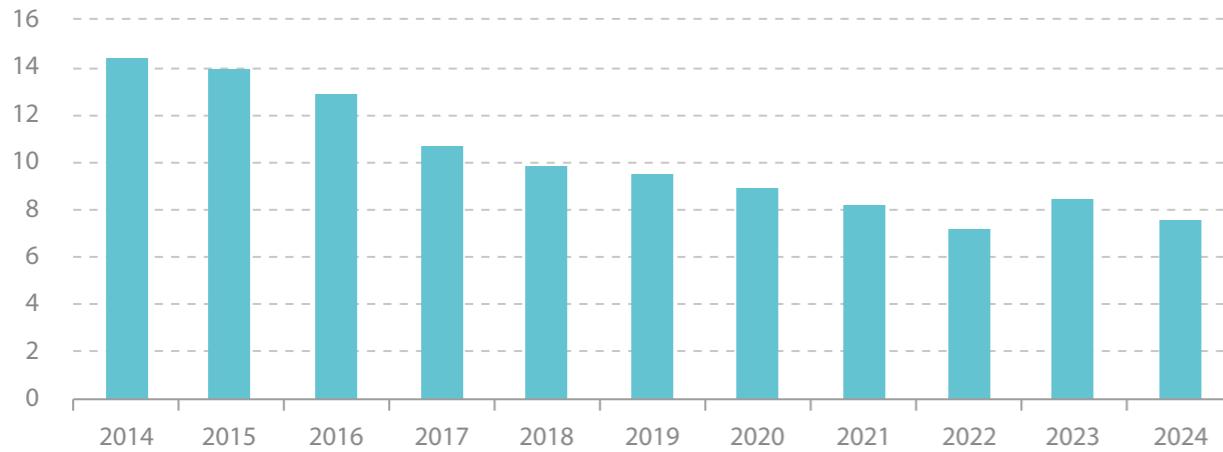
Fazenda São Jorge (-29,8%) e Fazenda Cedro (-15,7%). Por outro lado, Cancã (+14,1%), Fazenda São Rafael (+22,5%), Fazenda Santa Luzia (+1,5%) e Irara (+34,1%) tiveram um desempenho positivo na extração de petróleo no mesmo período.

Por sua vez, a produção de gás natural onshore no Espírito Santo esteve concentrada em cinco campos, sendo responsáveis por 90,9% do volume total extraído no onshore do estado em 2024. O campo de São Mateus Leste liderou, representando 48,0% da produção onshore no estado, seguido por Fazenda Alegre (14,5%), Fazenda Santa

Luzia (14,2%), Lagoa Parda (8,0%) e Fazenda São Rafael (6,3%).

Os campos que mais impactaram negativamente a redução da produção de gás natural onshore no Espírito Santo em 2024 foram Fazenda São Rafael (-25,5%), Rio Ipiranga (-16,3%) e Jacutinga (-19,4%). No entanto, esse desempenho foi parcialmente compensado pelo aumento do volume extraído, principalmente em São Mateus Leste (+2,6%), Fazenda Alegre (+6,9%) e Fazenda Santa Luzia (+22,4%). Por fim, Secrest, Capixaba Energia e Imetame Energia foram as operadoras com as maiores participações na produção de petróleo e gás natural onshore no Espírito Santo em 2024.

Gráfico 19 - Produção de petróleo onshore no Espírito Santo (mil bbl/dia)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

Gráfico 20 - Produção de gás natural onshore no Espírito Santo (milhões de m³/dia)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

PROJEÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Pelo terceiro ano consecutivo, este Anuário apresenta os cenários da projeção da produção de petróleo e gás natural para o Espírito Santo, divididas em ambiente offshore e onshore. O objetivo desse esforço é trazer maior previsibilidade para os agentes dessa indústria, podendo antecipar cenários e pautar ações do poder público e privado.

A metodologia adotada para o cálculo utiliza regras contábeis para captar a tendência da produção com foco na oferta regional do insumo. A partir da análise detalhada do perfil da oferta de hidrocarbonetos, considerando as fases de exploração e produção de cada campo, operador e plataforma,

os valores foram projetados até o ano de 2030. Ademais, os cálculos foram realizados com o objetivo de reproduzir os padrões históricos de produção em cada poço produtor no estado.

Estima-se que entre 2024 e 2027 tanto a produção de petróleo, quanto a produção de gás natural registrem crescimento na produção total do Espírito Santo. Esse aumento está previsto para ser proveniente, principalmente, do Projeto Integrado do Parque das Baleias (IPB), da Petrobras, do campo de Wahoo, sob operação da PRIO, e do campo de Golfinho, gerido pela BW Energy, todos no ambiente offshore. No ambiente onshore, a expectativa é que o aumento da produção seja oriun-

Estima-se que a produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo registrará um crescimento entre 2024 e 2027



11,5%
é o aumento
médio anual
esperado na
produção de
petróleo offshore
entre 2024 e 2027
no Espírito Santo

10,8%
é o aumento
médio anual
esperado na
produção de gás
natural offshore
entre 2024 e 2027
no Espírito Santo

PROJEÇÃO DA PRODUÇÃO OFFSHORE NO ESPÍRITO SANTO

A produção offshore representa a maior parte do volume produzido no Espírito Santo, tendência que deverá se manter nos próximos anos. Além disso, a produção de petróleo está associada à produção de gás natural, mantendo esse padrão ao longo do período projetado.

A produção de petróleo poderá atingir o maior valor para o período projetado em 2027, enquanto o gás natural deverá atingir o maior valor em 2026. Entre 2024 e 2027, projeta-se que a produção de petróleo offshore deverá registrar um crescimento médio anual de 11,5%

do das recentes descobertas de petróleo constatados nos últimos anos. Odo com a produção alcançando um volume de 4,9 milhões de metros cúbicos por dia em 2027.

A partir de 2028, o processo de decaimento natural da produtividade dos campos resultará em uma queda na produção offshore, enquanto o recuo na produção onshore está projetado para começar em 2030.

Em relação à produção de petróleo, entre 2024 e 2027, espera-se um crescimento médio anual de 11,2%, alcançando um volume de 213,1 mil barris por dia em 2027. Para o gás natural, as projeções indicam um crescimento médio anual de 10,4% no mesmo perí-

odo. Para o período completo da projeção, ou seja, entre 2024 e 2030, a expectativa é de um crescimento médio anual de 0,4% na produção de petróleo e de 0,3% na produção de gás natural. Apesar da queda de produção a partir de 2028, o volume de produção esperado em 2030 ainda será superior ao que foi produzido em 2024, quando a produção média de petróleo foi de 154,9 mil barris de petróleo por dia e a produção média de gás natural foi de 3,6 milhões de metros cúbicos por dia.

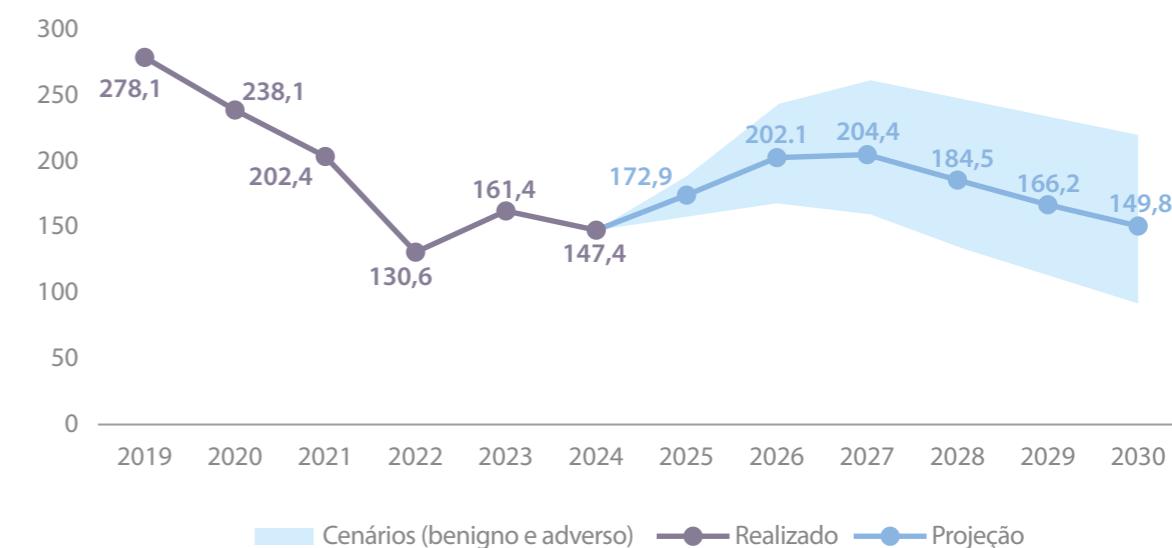
leo por dia, e a de gás natural, 3,6 milhões de m³/dia.

Apesar da queda de produção a partir de 2028, o volume de produção esperado em 2030 ainda será superior ao que foi produzido no offshore capixaba em 2024, quando a produção média de petróleo foi de 147,4 mil barris de petróleo por dia e a produção média de gás natural foi de 3,5 milhões de m³/dia.

Os investimentos na Bacia do Espírito Santo e na parte capixaba da Bacia de Campos, impulsionados por projetos como o Parque das Baleias, Wahoo e

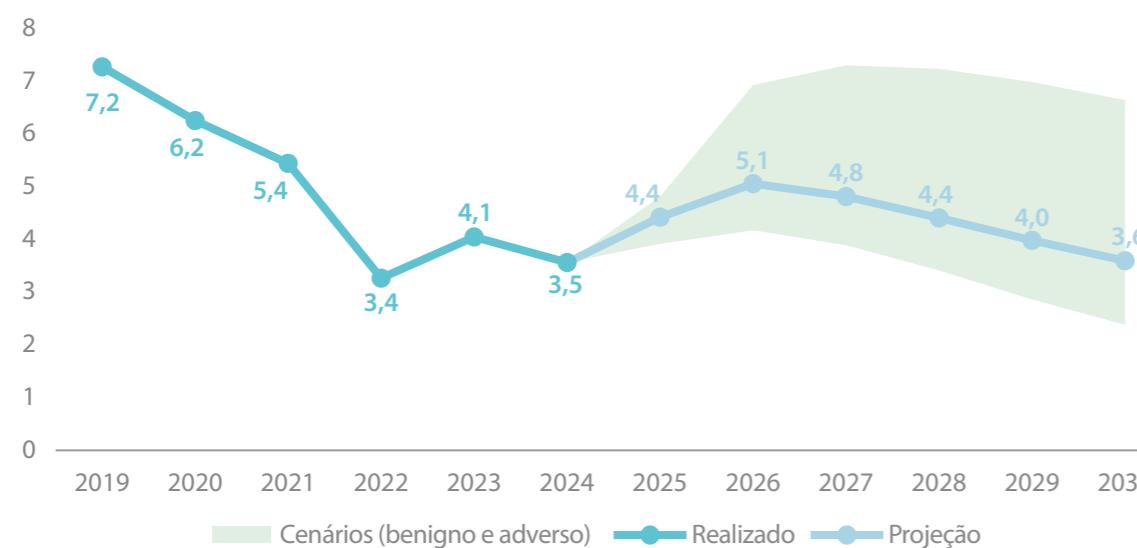
Golfinho, sustentam o crescimento da produção offshore entre 2024 e 2027. A entrada em operação do FPSO Maria Quitéria, o início da produção da PRIO no campo de Wahoo e as otimizações no campo de Golfinho promovidas pela BW Energy garantem um incremento significativo na oferta de petróleo e gás natural no curto prazo. No entanto, a partir de 2027, observa-se uma tendência de declínio da produção, refletindo a maturidade dos campos e a ausência, até o momento, de novos projetos de investimento capazes de compensar o recuo estimado da produção.

Gráfico 21 - Projeção da produção offshore de petróleo no Espírito Santo (mil bbl/dia)



Fonte: ANP, Observatório Findes e LCA | Elaboração: Observatório Findes.

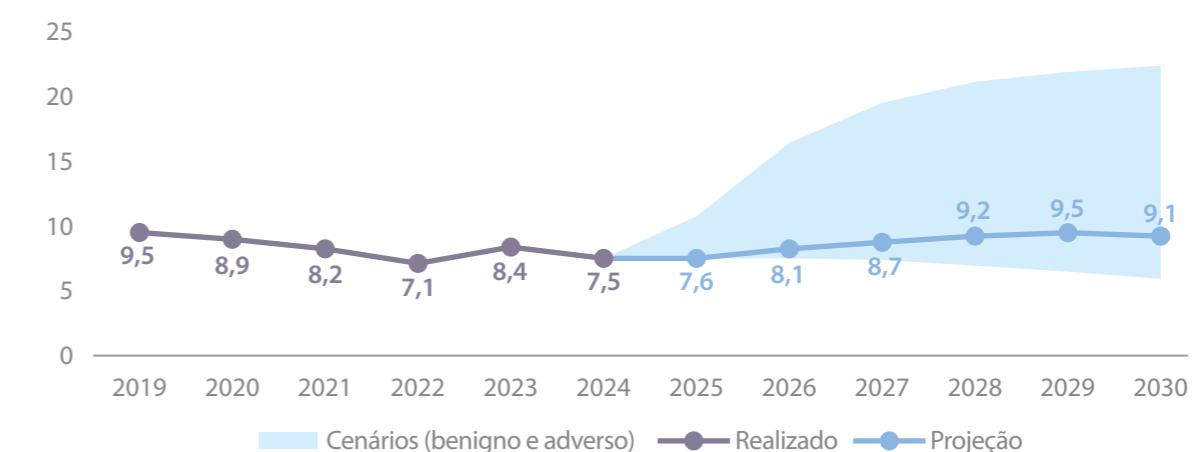
Gráfico 22 - Projeção da produção offshore de gás natural no Espírito Santo (milhões de m³/dia)



Fonte: ANP, Observatório Findes e LCA | Elaboração: Observatório Findes.

O crescimento da produção deverá acontecer devido a continuidade dos investimentos na revitalização, prolongamento da vida útil e expansão dos campos produtores, além dos diversos indícios de hidrocarbonetos e declarações de comercialidade registrados no estado desde 2020.

Gráfico 23 - Projeção da produção onshore de petróleo no Espírito Santo (mil bbl/dia)



Fonte: ANP, Observatório Findes e LCA | Elaboração: Observatório Findes.



PROJEÇÃO DA PRODUÇÃO ONSHORE NO ESPÍRITO SANTO

4,9%
é o aumento
médio anual
esperado na
produção de
petróleo onshore
entre 2024 e 2027
no Espírito Santo

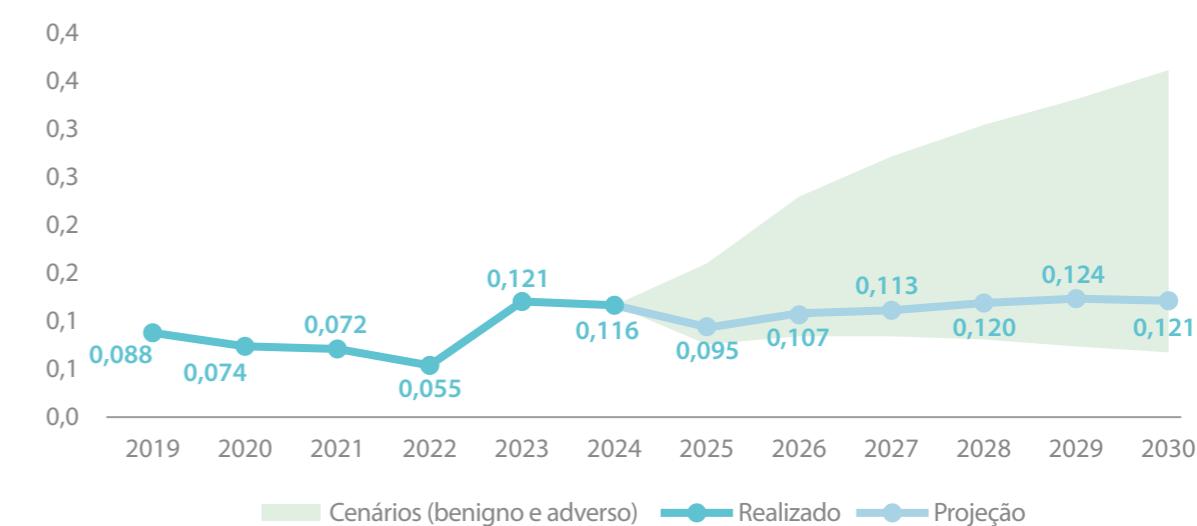
A produção onshore responde por parcela minoritária do total produzido de petróleo e gás natural no Espírito Santo. Ainda assim, a atividade possui grande importância no desenvolvimento socioeconômico regional dos municípios produtores, principalmente na geração de emprego e renda.

-0,9%
é o recuo médio
anual esperado na
produção de gás
natural onshore
entre 2024 e 2027
no Espírito Santo

A expectativa de aumento da produção de petróleo e gás natural no ambiente onshore para horizonte de 2025 a 2030 se diferencia da tendência esperada para o ambiente offshore. Para o petróleo e gás natural onshore, a expectativa é de um crescimento do volume até 2029 e, em 2030, deverá ocorrer uma queda na produção de ambos insumos.

Projeta-se um crescimento médio anual de 4,7% da produção de petróleo e 1,3% na produção de gás natural no onshore capixaba, entre 2024 e 2029. Para 2029, a produção de petróleo deverá alcançar um montante de 9,5 mil barris de petróleo por dia e a produção de gás natural deverá alcançar 123,8 mil m³/dia. Contudo, espera-se que na passagem de 2029 para 2030, a produção de petróleo e gás natural registre uma queda de 3,5% e 2,2%, respectivamente. Ainda assim, a expectativa é de que o volume produzido em 2030 seja superior ao observado em 2024, quando a produção média de petróleo foi de 7,5 mil barris de petróleo por dia e a produção média de gás natural foi de 116,3 mil m³/dia.

Gráfico 24 - Projeção da produção onshore de gás natural no Espírito Santo (milhões de m³/dia)



Fonte: ANP, Observatório Findes e LCA | Elaboração: Observatório Findes.



A PETROBRAS NO ESPÍRITO SANTO: INVESTIMENTOS, ESTRATÉGIAS E COMPROMISSO COM A SOCIEDADE

Guilherme Sargent

Gerente geral da Unidade de Negócios do Espírito Santo da Petrobras

A atuação da Petrobras no Espírito Santo tem sido marcada por uma evolução contínua, que combina avanços tecnológicos e compromissos socioambientais. Nos últimos anos, a empresa concentrou investimentos em ativos com maior retorno econômico e menor custo de extração, o que tem mantido o Estado como um polo relevante na exploração e produção de petróleo e gás natural.

Vamos investir cerca de R\$ 35 bilhões em projetos no Espírito Santo no período de 2025 a 2029. Esse investimento consolidará os pilares do futuro das operações da Petrobras no estado. Ao longo deste período, por exemplo, serão interligados 76 novos poços, o que significa um aumento significativo de poços geridos pela Unidade.

Em 2027, completaremos 70 anos de atividades no estado, com nossa produção em um patamar mais elevado do que o atual, preservando a condição do estado como o terceiro maior produtor de petróleo e gás do país e reforçando nossa posição no Espírito Santo e com os capixabas.

A atuação da nossa Unidade do Espírito Santo se estende além das fronteiras do estado. Cerca de 10 mil pessoas tra-

lham diretamente em nossas atividades e são responsáveis pela nossa produção de petróleo e gás no Espírito Santo e em alguns campos no litoral norte do estado do Rio de Janeiro.

Resultado desta atuação, em 2024 investimos mais de R\$ 2,3 bilhões junto a 550 empresas capixabas contratadas e já celebramos mais de R\$ 5,2 bilhões em novos contratos com empresas do estado. Isso mostra a importância que o mercado fornecedor local tem para a Petrobras.

Um dos pilares para o futuro das operações da Petrobras no Espírito Santo é a otimização dos campos maduros e a revitalização de áreas já em produção. O uso de técnicas avançadas de recuperação e a aplicação de ferramentas de monitoramento digital em tempo real permitem elevar a eficiência dos poços e prolongar a vida produtiva dos ativos. Nesse contexto, a companhia investe em soluções que incluem análises de dados e inteligência artificial para identificar pontos de melhoria operacional, reduzir custos e acidentes, além de incrementar o fator de recuperação de óleo.

Outro fator que ganha cada vez mais relevância é a monetização do gás natural.

O Espírito Santo ocupa posição estratégica na malha de escoamento de gás no Brasil, e a Petrobras vem realizando melhorias na infraestrutura de processamento, transporte e comercialização desse insumo. Com a consolidação de rotas de escoamento e a otimização de plantas de compressão, pretende-se não apenas reduzir a queima em flare, mas também expandir a oferta de gás para a indústria local, contribuindo para a diversificação da matriz energética e o fortalecimento da cadeia produtiva no estado.

A transição energética justa é outro ponto fundamental na estratégia corporativa. Embora o foco permaneça na exploração de reservas offshore de maior rentabilidade, cresce o interesse por projetos de redução de emissões de carbono, como a captura e armazenamento de CO₂ (CCUS), a geração de energia a partir de fontes renováveis e a eletrificação de processos. Essas iniciativas são coerentes com as metas globais de descarbonização e reforçam a preocupação da Petrobras em desenvolver operações mais limpas e sustentáveis, indo além do simples cumprimento de exigências regulatórias.

No âmbito socioeconômico, a Petrobras mantém seu compromisso com o desenvolvimento regional, com o envolvimento das comunidades, buscando fomentar o conteúdo local e fortalecer a cadeia de fornecedores do Espírito Santo. Programas de qualificação profissional e parcerias com instituições

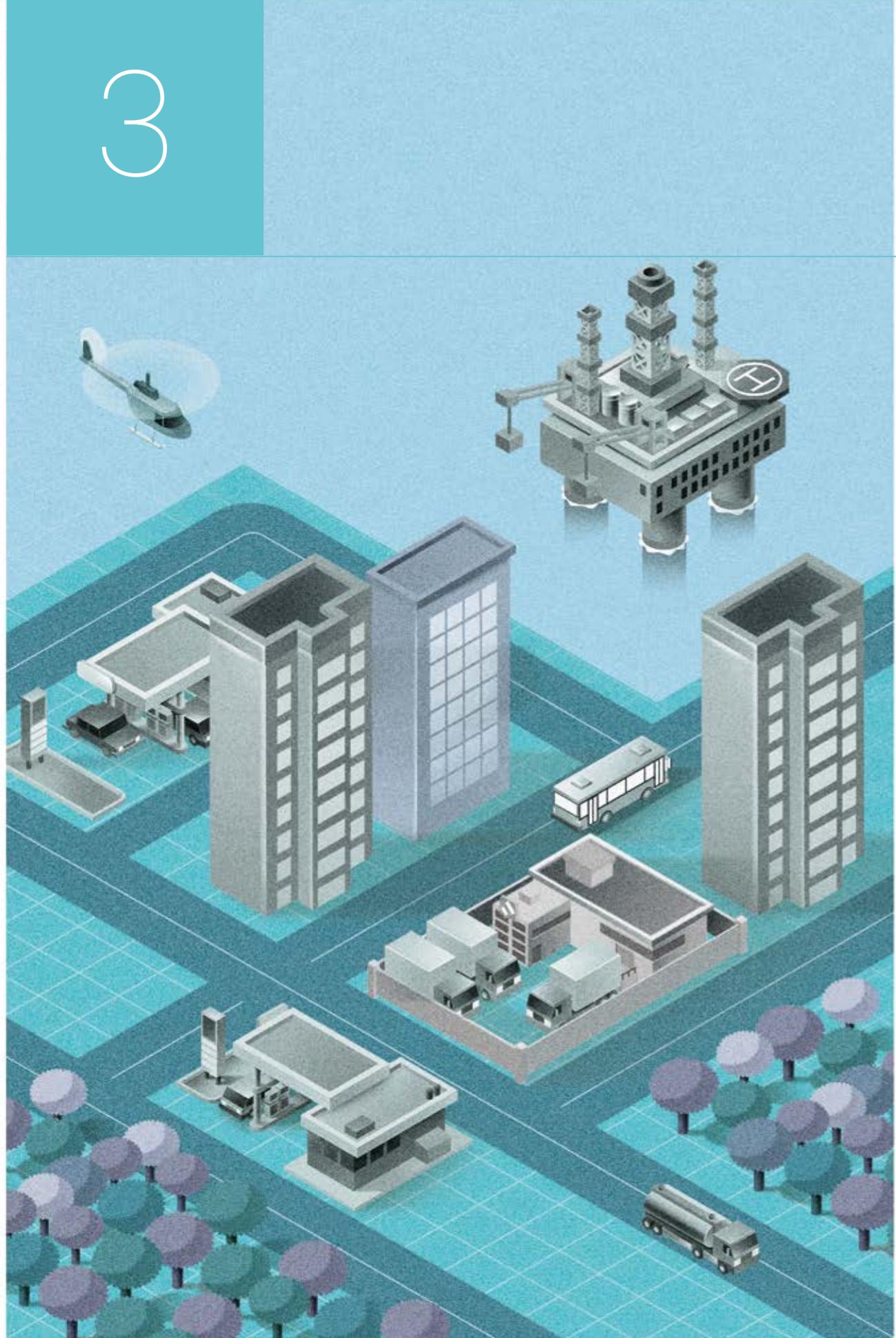
de ensino e pesquisa contribuem para a formação de mão de obra especializada, alinhada aos novos desafios da indústria como um todo.

Além disso, a empresa segue atuando em projetos sociais que alcançam milhares de pessoas em municípios de norte a sul do estado. Projetos culturais que ampliam o acesso dos capixabas à arte e à cultura, e projetos ambientais que protegem e restauram nossa biodiversidade, como o Baleia Jubarte, do qual somos os únicos patrocinadores, e que conseguiu revertir o declínio da população da espécie ao mesmo tempo em que cria oportunidades de renda, especialmente no turismo responsável.

O futuro que produzimos juntos no Espírito Santo é promissor e desafiador. De um lado, a competitividade dos campos em águas profundas e a crescente demanda por gás natural reforçam a atratividade do estado para novos investimentos. De outro, a busca por soluções de baixo carbono, a adoção de processos digitais e a necessidade de engajamento com as comunidades locais impõem um grau mais elevado de responsabilidade e inovação.

A convergência desses elementos faz do Espírito Santo um território estratégico para a Petrobras, que se reposiciona para entregar resultados sustentáveis e de alto valor, contribuindo para o desenvolvimento da economia capixaba e fortalecendo seu papel no mercado energético nacional.

A Petrobras mantém seu compromisso com o desenvolvimento regional, com o envolvimento das comunidades, buscando fomentar o conteúdo local e fortalecer a cadeia de fornecedores do Espírito Santo



3

REFLEXOS ECONÔMICOS

EMPRESAS E EMPREGOS NA CADEIA PRODUTIVA DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL

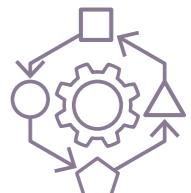
A cadeia produtiva do petróleo e gás natural (P&G)⁶ representa um dos pilares mais importantes da economia e desempenha um papel significativo no cenário nacional e no Espírito Santo. Caracterizada pela alta demanda tecnológica e pela qualificação de suas ocupações, essa indústria gera impactos positivos nas regiões onde está inserida, impulsionando o desenvolvimento econômico e social (RODRIGUES, 2018).

A exploração e produção de petróleo e gás natural impulsiona uma cadeia extensa de bens e serviços especializados, como equipamentos de perfuração, tecnologias de monitoramento e controle, transporte especializado e consultorias em engenharia e geologia. Essa complexidade não só fortalece o setor, mas também contribui para o crescimento e a diversificação do mercado de trabalho, criando empregos diretos e indiretos em diversas áreas. **Em 2023, o Espírito Santo registrou 612 empresas formais na cadeia produtiva de petróleo e gás natural (0,6% do total de empresas do estado). No mesmo ano, as mesmas atividades econômicas corresponderam a 28.376 empresas no país. Assim, o estado teve participação de 2,2% no total de empresas vinculadas a esses segmentos.**

Entre os segmentos que compõem essa cadeia, as Empresas Fornecedoras detinham a maior concentração, representando 81,9% do total no estado, seguidas por aquelas que operam nos segmentos de Abastecimento (9,6%), Exploração e Produção (6,4%), Petroquímicos (1,1%) e Derivados de Petróleo (1,0%).

Em 2023, a cadeia produtiva de petróleo e gás natural capixaba cresceu 8,3% comparado com o ano anterior⁷, com destaque para o elo da Cadeia Fornecedoras que adicionou 33 novas empresas, um crescimento de 7,0%.

A cadeia produtiva estava distribuída em 56 municípios do Espírito Santo, com destaque para Serra, com 21,2% do total de estabelecimentos da cadeia no estado, se-



612
empresas
pertenciam à
cadeia produtiva
de petróleo e gás
natural no Espírito
Santo em 2023

6. Neste anuário, a cadeia produtiva de petróleo e gás no Espírito Santo foi segmentada em cinco elos: (i) exploração e produção (E&P), também conhecida como upstream, é composta pelas atividades de extração de petróleo e gás natural e suas atividades de apoio; (ii) derivados do petróleo, engloba as atividades relacionadas ao processamento do petróleo e do gás natural; (iii) abastecimento, inclui os processos de transformação e comercialização dos produtos de P&G; (iv) petroquímicos, que é um ramo da indústria química que usa o petróleo e gás natural como insumo; e (v) cadeia fornecedora, na qual estão inseridas as atividades industriais que fornecem produtos e serviços específicos para as atividades de E&P.

7. A análise dos dados de empregos e empresas se limita ao intervalo dos anos de 2022 e 2023 devido à quebra da série histórica da RAIS, ocorrida em função da mudança do método de coleta de informações com a implementação do eSocial.

guida por Vitória (15,0%) e Aracruz (10,6%).

Em 2023, a indústria de petróleo e gás natural do Espírito Santo empregou 15.008 trabalhadores, 1,4% do total de empregos do estado. Já em nível nacional, essas atividades foram responsáveis por 503.897 vínculos formais, sendo a cadeia de petróleo e gás capixaba responsável por 3,0% dessa parcela de trabalhadores.

Desse total de empregados no estado, 66,8% estavam vinculados ao elo da Cadeia Fornecedora e 24,1% atuavam em Exploração e Produção (E&P), que juntos somaram 90,9% dos vínculos empregatícios gerados por essa indústria no Espírito Santo em 2023. O elo de Abastecimento foi responsável por 6,4% dos vínculos, seguido pelo de Derivados de Petróleo (1,7%) e pelo Petroquímicos (1,1%).

Tabela 2 - Evolução das empresas na cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Espírito Santo (2022 e 2023)

Elos da cadeia	2022	Participação (%)	2023	Participação (%)
E&P	37	6,5	39	6,4
Derivados de petróleo	4	0,7	6	1,0
Petroquímicos	6	1,1	7	1,1
Abastecimento	50	8,8	59	9,6
Cadeia Fornecedora	468	82,8	501	81,9
Total	565	100,00	612	100,0

Fonte: Ministério do Trabalho e Emprego / RAIS (2024) | Elaboração: Observatório Findes.



15.008

**postos de
trabalhos formais
na cadeia
produtiva de
petróleo e gás
natural no Espírito
Santo em 2023**

Comparado com 2022, o estoque de empregos formais dessa cadeia produtiva no Espírito Santo cresceu 34,1% em 2023, com destaque para a expansão de 275% no elo de Derivados de Petróleo, o que correspondeu a 187 novos vínculos.

O elo de Exploração e Produção (E&P) também se destacou, passando de 1.723 empregos no ano de 2022 para 3.610 em 2023, o que representou um crescimento de 109,5%, com 1.887 novos empregos criados. Esse desempenho é resultado da diversificação das empresas do setor no estado, impulsionada pelo plano de

desinvestimento da Petrobras e pela simplificação no processo de aquisição de ativos, promovida pela Oferta Permanente da ANP. Avanço esse que não apenas ampliou a participação desse segmento na cadeia produtiva, de 15,3% em 2022 para 24,0% em 2023, mas também reforçou sua relevância como um dos principais elos da cadeia produtiva de P&G no Espírito Santo.

Em 2023, houve uma significativa e generalizada expansão do mercado de trabalho na cadeia produtiva do petróleo e gás natural no Espírito Santo, tendo todos os elos da

cadeia registrado crescimento no número funcionários contratados.

Em relação ao perfil dos empregados na cadeia produtiva de petróleo e gás natural do Espírito Santo, em 2023, as mulheres representaram 16,5% dos empregos formais gerados por essa indústria. Nesse sentido, o gênero masculino seguiu predominante, correspondendo a 83,5%

dos vínculos do setor no estado. Dessa forma, a distribuição dos profissionais no mercado de trabalho capixaba se aproxima da distribuição nacional, na qual as mulheres representam 18,7% da força de trabalho. Cabe ressaltar ainda que, o estado possuía, em 2023, 2,6% do total de mulheres que estavam empregadas na cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil.

Tabela 3 - Evolução dos empregos na cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Espírito Santo - (2022 e 2023)

Elos da cadeia	2022	Participação (%)	2023	Participação (%)
E&P	1.723	15,4	3.610	24,0
Derivados de petróleo	68	0,6	255	1,7
Petroquímicos	165	1,5	173	1,1
Abastecimento	784	7,0	954	6,4
Cadeia Fornecedora	8.454	75,5	10.016	66,7
Total	11.194	100,00	15.008	100,0

Fonte: Ministério do Trabalho e Emprego / RAIS (2024) | Elaboração: Observatório Findes.

Em relação à faixa etária, em 2023, a maior parte dos trabalhadores possuía entre 30 a 49 anos, com 8.947 vínculos (59,6% do total), refletindo um perfil semelhante aos dos trabalhadores na cadeia nacional, que também se concentram (59,1%) nessa mesma faixa de idade. Já a faixa entre 18 e 29 anos somam 3.677 empregos (24,5%). Essa distribuição etária pode ser consequência da especificidade dessa indústria, que demanda profissionais com uma maior experiência.

Entre os mais jovens, de 10 a 17 anos se concentrava 1,5% dos empregos dessa indústria, enquanto os profissionais com

65 anos ou mais representavam 0,7% desse total. Por fim, a faixa entre 50 a 64 representava 13,2% dos empregados da cadeia do petróleo e gás natural.

No que diz respeito à escolaridade dos profissionais empregados na cadeia produtiva de petróleo e gás natural, em 2023, 57,9% dos trabalhadores possuíam o ensino médio completo, enquanto 20,4% possuíam o ensino superior, refletindo um cenário de mão de obra qualificada. Já os profissionais com ensino fundamental completo representavam 5,2% do total.



57,9%
dos trabalhadores
com ensino médio

20,4%
dos trabalhadores
com ensino
superior

Adicionalmente, ao ser comparado com o cenário nacional da cadeia produtiva de petróleo e gás natural observa-se que o Espírito Santo concentrava 4,5% dos trabalhadores com mestrado e 2,7% daqueles com doutorado. O estado se

destaca por seus níveis de alta especialização, superando o perfil geral dos trabalhadores de todos os setores econômicos do Espírito Santo, em que 0,9% de profissionais possuíam mestrado e 0,3% doutorado.

Tabela 4 - Características do mercado de trabalho na cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Espírito Santo - 2023

FAIXA ETÁRIA	ES	BR	ES/BR
10 a 14	2	34	5,9%
15 a 17	226	2.257	10,0%
18 a 24	1.797	52.519	3,4%
25 a 29	1.880	61.026	3,1%
30 a 39	4.784	157.283	3,0%
40 a 49	4.163	140.305	3,0%
50 a 64	2.042	81.684	2,5%
65 ou mais	109	8.547	1,3%
ESCOLARIDADE	ES	BR	ES/BR
Analfabeto	19	1.056	1,8%
Até 5 ^a incompleto	104	5.647	1,8%
5 ^a completo fundamental	93	5.062	1,8%
6 ^a a 9 ^a fundamental	404	14.305	2,8%
Fundamental completo	787	30.042	2,6%
Médio incompleto	1.143	23.300	4,9%
Médio completo	8.682	278.043	3,1%
Superior incompleto	437	24.636	1,8%
Superior completo	3.056	115.076	2,7%
Mestrado	256	5.745	4,5%
Doutorado	27	985	2,7%

Nota*: Na base da RAIS, 5 vínculos foram registrados como "não classificado".

Fonte: Ministério do Trabalho e Emprego / RAIS (2024) | Elaboração: Observatório Findes.

As ocupações de soldador (859 empregados ou 5,7% do total do setor no estado), assistente administrativo (602 empregados ou 4,0% do total) e operador de exploração de petróleo (412 empregados ou 2,7% do total) foram as que mais empregaram na cadeia produtiva do petróleo e gás natural no Espírito Santo em 2023. Em relação à cadeia nacional,

o Espírito Santo se destacou ao empregar 19,1% de todos os operadores de máquinas operatrizes do setor no país.

Quanto à remuneração, os profissionais da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Espírito Santo receberam, em 2023, um salário médio de R\$ 9.225,14, enquanto a

média nacional foi de R\$ 8.625,72. A diferença na remuneração recebida pelos empregados no Espírito Santo, quando comparada com a média do restante do país, reflete não apenas a valorização da mão de obra no estado, mas também a complexidade e

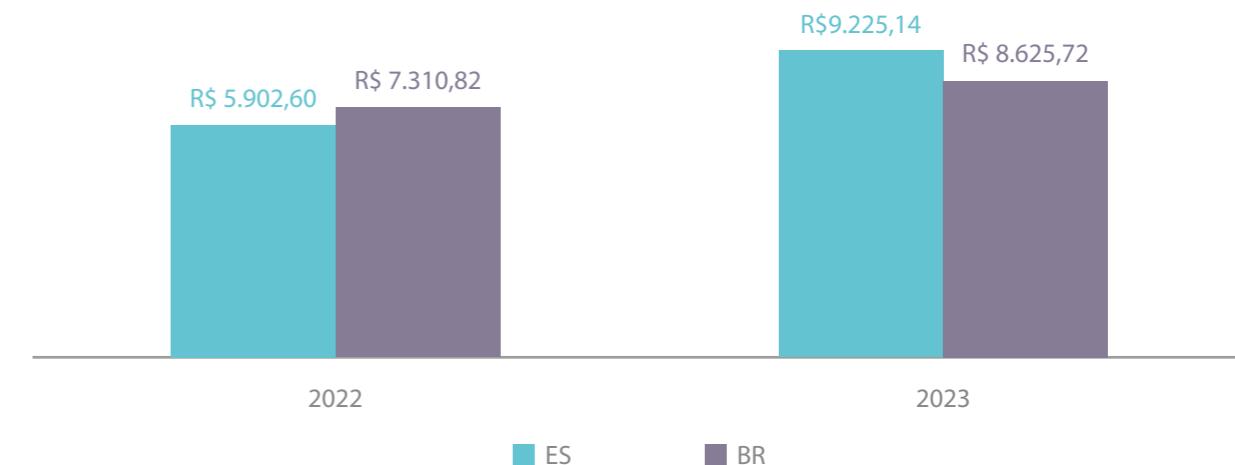
a especialização das atividades desenvolvidas nessa indústria. O salário médio mais elevado pode ser atribuído à presença de atividades de alto valor agregado, como a exploração e produção, que demandam profissionais com maior qualificação e experiência.

Tabela 5 - Ocupações que mais empregaram na cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Espírito Santo - 2023

PRINCIPAIS OCUPAÇÕES	ES	BR	ES/BR %
Soldador	859	19.249	4,5%
Assistente administrativo	602	19.439	3,1%
Operador de exploração de petróleo	412	8.142	5,1%
Motorista de caminhão (rotas regionais e internacionais)	407	16.479	2,5%
Auxiliar de escritório, em geral	387	13.474	2,9%
Mecânico de manutenção de máquinas, em geral	384	8.571	4,5%
Montador de estruturas metálicas	360	10.683	3,4%
Alimentador de linha de produção	340	18.556	1,8%
Técnico em segurança no trabalho	312	7.866	4,0%
Operador de máquinas operatrizes	299	1.567	19,1%

Fonte: Ministério do Trabalho e Emprego / RAIS (2024) | Elaboração: Observatório Findes.

Gráfico 25 - Evolução do salário médio real na cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Espírito Santo e Brasil – (2022 e 2023)



Valores deflacionados pelo INPC.

Fonte: Ministério do Trabalho e Emprego / RAIS (2024) | Elaboração: Observatório Findes.



R\$ 9,2 mil

foi a média
salarial no Espírito
Santo na cadeia
produtiva do
petróleo e gás
natural no Espírito
Santo em 2023

Cabe destacar que, em 2022, a média salarial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Espírito Santo (R\$ 5.902,60) ficava abaixo da média salarial no Brasil (R\$ 7.310,82). No entanto, em 2023, com um aumento real de 56,3%, o salário médio da cadeia no es-

tado (R\$ 9.225,14) ultrapassou o da média nacional (R\$ 8.625,72), avanço que foi impulsionado pelo crescimento do mercado de trabalho e pelo aumento do número de empresas na cadeia produtiva de petróleo e gás no Espírito Santo.

PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

As participações governamentais são compensações financeiras pagas à União e redistribuídas aos estados e municípios pelo setor de petróleo e gás, em decorrência do uso de recursos naturais finitos. Elas incluem royalties, participação especial, bônus de assinatura e taxas de retenção de área.

Entre as participações governamentais, apenas os royalties e a participação especial são redistribuídas para os governos estaduais e municipais. Os royalties correspondem a uma compensação financeira calculada com base em uma alíquota prevista em contrato, que varia entre 5% e 15% sobre o faturamento do poço produtor. Já as Participações Especiais (PE) são pagas pelas empresas que exploram campos de alta produtividade e são calculadas por meio de alíquotas progressivas aplicadas à receita líquida da produção trimestral de cada campo.

No Espírito Santo, o total de participações governamentais⁸ foi de R\$ 2,6 bilhões, em 2024, montante 10,4% superior ao observado no ano anterior.

Desse total, R\$ 1,57 bilhão foram de royalties e R\$ 1,03 bilhão foram referentes às participações especiais, representando aumentos de 3,7% e 22,4%, respectivamente, em comparação⁹ a 2023. Essa foi a terceira maior arrecadação de participações governamentais entre os estados, atrás apenas do Rio de Janeiro (R\$ 43,6 bilhões) e de São Paulo (R\$ 3,8 bilhões).

As participações governamentais destinadas ao Estado do Espírito Santo somaram R\$ 1,53 bilhão (avanço de 14,2% em relação a 2023) e as destinadas aos municípios capixabas totalizaram R\$ 1,08 bilhões (crescimento de 5,5% frente ao ano anterior).

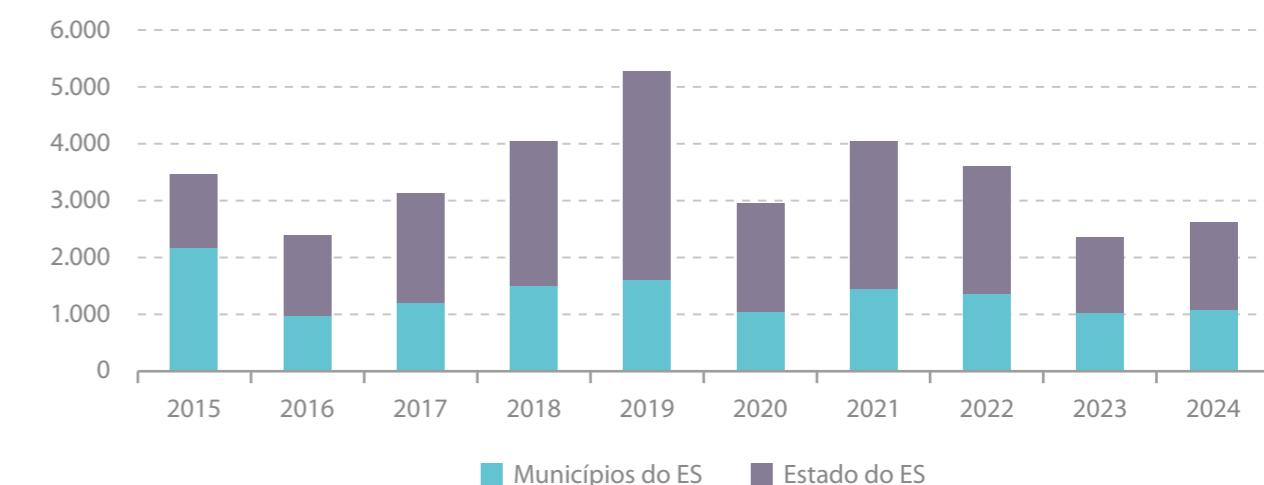
A indústria de petróleo e gás natural no Brasil pagou R\$ 98,04 bilhões em participações governamentais em 2024, valor 1,2% maior do que o registrado em 2023. A

A expansão da arrecadação de participações governamentais em 2024 ocorreu

mesmo em meio a um cenário de queda na cotação internacional do barril de petróleo e na produção de petróleo e gás natural no estado. Em 2024, o Espírito Santo registrou uma queda de 8,5% na produção de petróleo e 12,8% na produção de gás

natural. Quanto à cotação internacional do barril de petróleo, observou-se uma redução de 3,0% na cotação tipo Brent (com preço médio de US\$ 74,6 em 2024) e 2,9% na cotação tipo WTI (com preço médio de US\$ 71,7 em 2024).

Gráfico 26 - Receita de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo (R\$ milhões)



Nota: Valores constantes – IPCA acum. jan-dez 2024

Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

Dois fatores principais explicam o aumento no pagamento de participações governamentais, mesmo diante de um cenário de menor produção e cotação internacional do barril. O primeiro foi a valorização do dólar, que impactou o cálculo do preço de referência dos hidrocarbonetos, definido pela ANP. Em 2024, a taxa de câmbio média anual registrou um crescimento de 7,9% frente a 2023, passando de R\$/US\$ 5,00 para R\$/US\$ 5,39 na média anual.

O segundo e principal fator foi a assinatura, em janeiro de 2024, do Acordo PEV Campo de Jubarte entre a Petrobras e a ANP, que encerrou uma disputa judicial sobre

o recolhimento de participações governamentais (royalties e participação especial) no campo de Jubarte¹⁰. Segundo a ANP, entre agosto de 2009 e fevereiro de 2011, as participações governamentais deixaram

Dois fatores principais explicam o aumento no pagamento de participações governamentais em 2024:

1. Valorização do dólar

**2. Assinatura do Acordo PEV
Campo de Jubarte**

8. Esse valor não considera valores pagos de bônus de assinatura e de taxa de ocupação ou retenção de área.

9. Variação já descontada os efeitos da inflação.

10. A curva PEV (Ponto de Ebulição Verdadeiro) é um gráfico que mostra a relação entre a temperatura de ebulição e o rendimento volumétrico ou mássico do petróleo. Segundo a ANP, o preço de referência do petróleo de determinado campo, para fins de recolhimento de participações governamentais, é calculado considerando as características físico-químicas da corrente de petróleo à qual este campo está vinculado. Para cada uma dessas correntes é realizada a análise dos pontos de ebulição verdadeiros, conhecidos como curva PEV, definindo as frações leves, médias e pesadas existentes em cada tipo de petróleo. A partir desta análise, o petróleo de uma corrente é valorado utilizando cotações de derivados do mercado internacional.

de ser recolhidas devido à não atualização, por parte da empresa, da curva de Pontos de Ebulação Verdadeiros (PEV)¹³ da corrente desse campo. Isso impactou o preço de referência do petróleo utilizado no cálculo dos royalties e da participação especial.

O valor a ser pago pela Petrobras ficou acordado em R\$ 832,4 milhões. O paga-

mento inicial correspondeu a 35% do total (R\$ 181 milhões em valores corrigidos), enquanto o saldo remanescente foi parcelado em 48 vezes, com correção pela taxa Selic. Até o final de 2024, já haviam sido pagas oito parcelas desse acordo, o que contribuiu para o aumento da arrecadação de participações governamentais no Espírito Santo nesse ano.

Tabela 6 - Receita de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo (R\$ milhões)

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total de Participações Governamentais	Municípios do ES	1.184,8	1.477,7	1.600,6	1.016,8	1.433,1	1.335,7	1.023,9	1.080,2
	Estado do ES	1.933,3	2.562,4	3.667,5	1.941,1	2.614,0	2.273,9	1.344,4	1.534,9
	Total Brasil	44.010,7	73.791,3	74.672,7	59.642,8	89.897,5	129.349,4	96.847,0	98.041,6
	% do Brasil	7,1	5,5	7,1	5,0	4,5	2,8	2,4	2,7
	Municípios do ES	924,7	1.100,8	922,5	698,5	1.000,3	973,6	854,2	872,5
	Estado do ES	892,9	1.055,1	954,9	667,8	882,8	825,7	665,4	703,9
	Total Brasil	22.102,5	32.545,0	31.304,8	29.139,1	43.877,5	64.847,3	56.239,2	58.222,7
	% do Brasil	8,2	6,6	6,0	4,7	4,3	2,8	2,7	2,7
Royalties	Municípios do ES	260,1	376,8	678,2	318,3	432,8	362,1	169,8	207,7
	Estado do ES	1.040,4	1.507,4	2.712,6	1.273,2	1.731,2	1.448,2	679,1	831,0
	Total Brasil	21.908,2	41.246,2	43.403,0	30.503,7	46.020,0	64.502,0	40.607,8	39.818,9
	% do Brasil	5,9	4,6	7,8	5,2	4,7	2,8	2,1	2,6

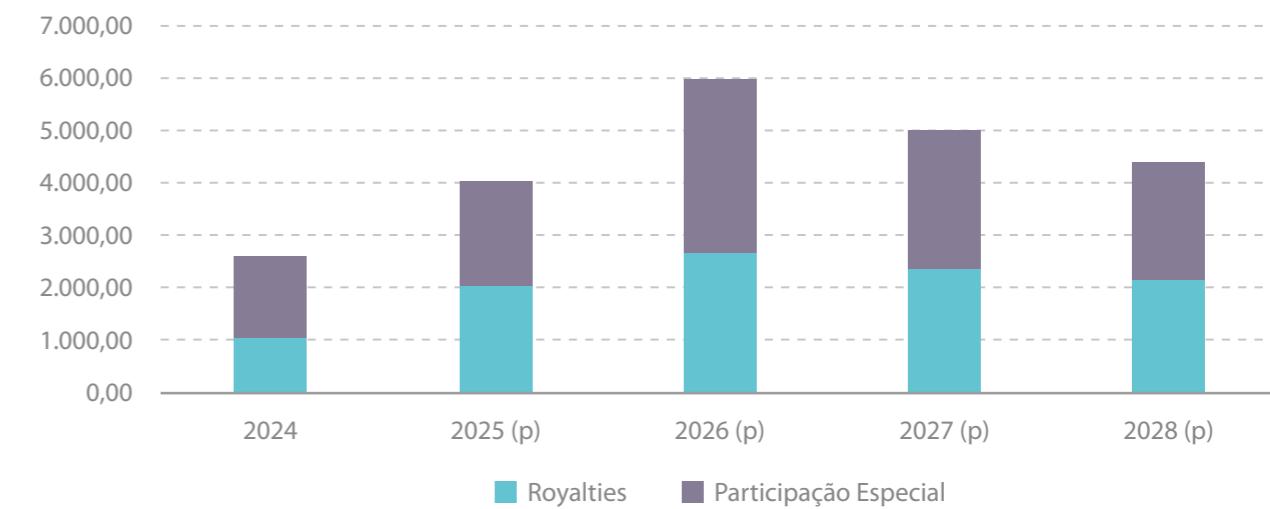
Nota: Valores constantes – IPCA acum. jan-dez 2024.

Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

Segundo projeções da ANP, espera-se que entre 2025 e 2027, as receitas governamentais provenientes da produção de petróleo e gás natural dentro das áreas de influência do Espírito Santo registrem um crescimento médio anual de 7,3%, alcançando em 2027 uma arrecadação total de R\$ 4,9 bilhões (Gráfico 22). Espera-se que a arrecadação de royalties alcance R\$ 2,3

bilhões e a arrecadação de participações especiais alcance R\$ 2,6 bilhões, em 2027. Já em 2028, em função do declínio natural da produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo (vide seção 2.3), estima-se que as participações governamentais reduzam para R\$ 4,3 bilhões, sendo R\$ 2,1 bilhões em royalties e R\$ 2,2 bilhões em participações especiais.

Gráfico 27 - Projeção das Receitas de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo (R\$ milhões)



Nota (p): Valores estimados pela ANP.

Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

COMÉRCIO EXTERIOR

Em 2024, o mercado global de petróleo manteve-se relativamente estável, apesar das tensões geopolíticas e das incertezas relacionadas às sanções impostas à Rússia e à política energética do Irã, que representavam riscos para o suprimento global desse insumo¹¹. Essa estabilidade foi sustentada pela expansão da oferta em países não membros da OPEP+¹², com destaque para Estados Unidos, Brasil, Guiana, Canadá e Argentina. A demanda mundial, por sua vez, ficou aquém do esperado, devido, principalmente, à desaceleração da economia chinesa¹³. Como resultado, a cotação do barril tipo Brent fechou o ano a um preço médio de US\$ 74,6 e o WTI a US\$ 71,7, quedas de 3,0% e 2,9%, respectivamente, em relação a 2023.

Neste contexto, o Brasil se destacou ao alcançar um recorde nas exportações de petróleo, consolidando o produto como o principal item exportado pelo país em 2024. Esse crescimento foi impulsionado pela procura por alternativas ao petróleo da Rússia e do Oriente Médio, além do aumento na produção da Petrobras no pré-sal..

11. Em 2024, a ofensiva de Israel na Faixa de Gaza prejudicou o tráfego de óleo e gás no Mar Vermelho, resultando em custos adicionais e impactando a oferta. Além disso, as consequências do conflito Rússia-Ucrânia seguiram gerando volatilidade nos preços e impulsionando a busca por novos fornecedores.

12. Organização dos Países Exportadores de Petróleo e Aliados.

13. Em 2023, o PIB da China avançou 5,4%, enquanto em 2024 o FMI estima um crescimento mais modesto, de 4,8%. Para 2025, o FMI as projeções indicam uma continuidade de uma desaceleração do crescimento, com a expansão estimada entre 4,0% e 4,5%.



us\$1,07
bilhão
foi o total
exportação da
cadeia do petróleo
no Espírito Santo
em 2024

No Espírito Santo, em 2024, houve um aumento de 32,5% em valor e 28,8% em volume nas exportações da cadeia do petróleo, que abrange petróleo bruto, produtos de coque, derivados e produtos da indústria petroquímica. No total, o estado exportou US\$ 1,07 bilhão, supe-

rando os US\$ 813,9 milhões registrados no ano anterior. Esse desempenho impulsionou a participação da cadeia do petróleo nas exportações capixabas, que saíram de uma participação de 8,6% em 2023 para 10,1% em 2024, representando um ganho de 1,5 ponto percentual.

Gráfico 28 - Exportações da cadeia do petróleo no Espírito Santo (em US\$ milhões FOB) e participação das exportações de petróleo no total das exportações do Espírito Santo (%)

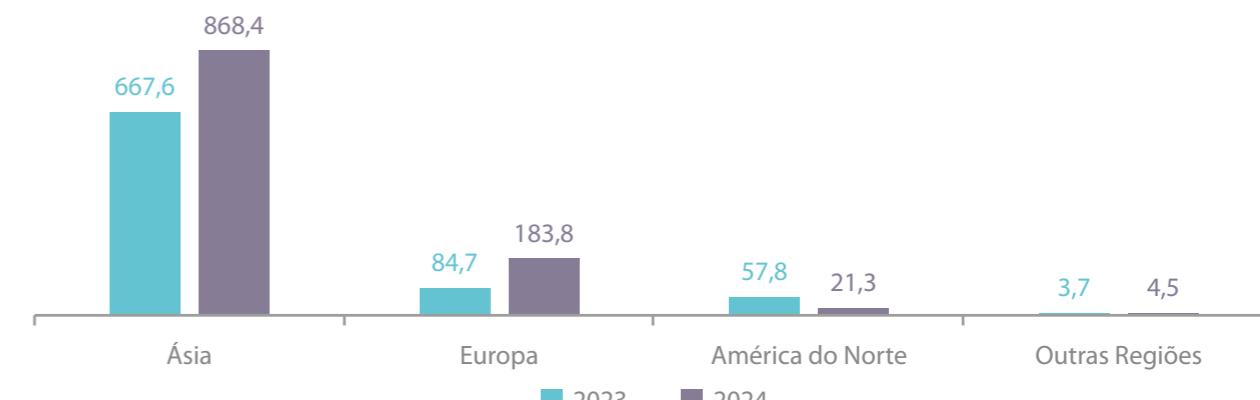


Fonte: Funcex | Elaboração: Observatório Findes

Quanto ao destino das exportações dos produtos da cadeia do petróleo do Espírito Santo, o continente asiático continuou sendo o principal destino das vendas em 2024, representando 80,6% do total exportado. A região registrou um aumento de 30,1% no valor exportado em comparação a 2023, impulsionado pela demanda crescente de países como Malásia e Singapura. A Malásia, que continua sendo

o maior parceiro comercial do estado, absorveu 57,7% das exportações, com um crescimento de 6,5% nas compras. Singapura, por sua vez, foi o grande destaque, com altas de 341,2% nas compras de petróleo e 55,4% nas de produtos de coque e derivados de petróleo. Esse crescimento elevou a participação de Singapura na pauta exportadora de produtos de petróleo capixaba de 10,3% para 19,5%.

Gráfico 29 - Principais destinos das exportações capixabas da cadeia do petróleo, em US\$ milhões FOB (2023 e 2024)



Fonte: Funcex | Elaboração: Observatório Findes

Além da Ásia, a Europa também ampliou suas compras de produtos da cadeia do petróleo capixaba em 2024. As exportações para o continente cresceram 117%, representando 17,1% do total exportado, com destaque para as compras dos Países Baixos e Portugal. As vendas externas cresceram 182,8% nos Países Baixos, fazendo com que sua participação na pauta exportadora subisse para 10,4%, um aumento de 3,3 pontos percentuais. De maneira similar, Portugal, que não havia registrado compras em 2023, passou a representar 6,6% da pauta em 2024. Esse movimento pode indicar uma estratégia de diversificação de fornecedores na Europa, possivelmente como resposta às mudanças nos fluxos globais de petróleo em um cenário de tensões geopolíticas recorrentes.

Por outro lado, as exportações para a América do Norte, que responderam por 2% do total em 2024, registraram uma queda de 63,1%, refletindo a redução das vendas para os Estados Unidos.

Quanto à distribuição das exportações capixabas da cadeia do petróleo por segmento, o petróleo bruto representou a maior parcela das vendas externas em 2024, totalizando US\$ 971,8 milhões, o que corresponde a 90,4% do total exportado. Esse produto registrou um crescimento de 32,0%, com os maiores destinos sendo Malásia (64,0%), Singapura (12,8%), Países Baixos (11,5%) e Portugal (7,4%). Em volume, as exportações de petróleo cresceram 27,6%.

Já os itens de coque e derivados de petróleo, representaram 9,2% das exportações da cadeia do petróleo. As vendas externas desse segmento registraram um aumento de 38,7% frente a 2023, totalizando US\$ 103,7 milhões em 2024. O crescimento foi impulsionado, sobretudo, pelas compras de Singapura e China. As vendas para Singapura cresceram 55,4%, atingindo US\$ 86,5 milhões, enquanto as exportações para a China, que não registrou transações neste segmento no ano anterior, passaram a re-



30,1%

foi o aumento das exportações para Ásia de produtos da cadeia de petróleo do Espírito Santo.

117,0%

foi o aumento das exportações para Europa de produtos da cadeia de petróleo do Espírito Santo.



18,2%

foi o aumento
nas importações
de produtos da
cadeia de petróleo
no Espírito Santo
entre 2023 e 2024

US\$ 182,4
milhões
foi o montante
importado de
produtos da
cadeia do petróleo
no Espírito Santo
em 2024

presentar 14,6% da pauta exportadora de itens de coque e derivados de petróleo, totalizando US\$ 15,1 milhões no ano passado.

A indústria petroquímica, com uma participação mais modesta de 0,4% nas exportações da cadeia do petróleo, totalizou US\$ 2,6 milhões em 2024 e foi o único segmento a registrar queda em suas vendas externas (-18,3%) frente a 2023.

Esse menor desempenho foi reflexo da desaceleração nas compras dos principais mercados. A Colômbia, maior destino dos produtos petroquímicos capixabas, reduziu suas compras em 55,6%, diminuindo sua participação de 61,4% para 33,3% nas exportações do segmento. A Argentina, com 19,4% de participação, também apresentou uma redução de 21,2% nas compras. Por outro lado, os parceiros sul-americanos Paraguai e Uruguai,

que respondem por 16,7% e 15,5% da pauta, respectivamente, ampliaram suas compras de petroquímicos capixabas, com aumentos de 664,6% e 99,0% frente a 2023. Esse crescimento ajudou a atenuar o impacto da queda total no segmento, servindo como um contraponto positivo.

Em relação às importações de produtos da cadeia do petróleo, o Espírito Santo registrou um aumento de 18,2% nessa rubrica, somando US\$ 182,4 milhões em 2024. Esse crescimento foi impulsionado, principalmente, pelo aumento de 31,7% nas compras de produtos petroquímicos, que representaram 82,6% do total dos produtos do setor. Os principais países de origem dos bens importados da cadeia do petróleo foram:

China (US\$ 44,7 milhões), Rússia (US\$ 31,2 milhões), Estados Unidos (US\$ 27,4 milhões) e Itália (US\$ 21,8 milhões).

Tabela 7 - Exportações da cadeia do petróleo no Espírito Santo (em US\$ milhões)

	Total Exportado		Petróleo e Gás Natural		Coque e Derivados do Petróleo		Produtos da Petroquímica	
	Total ES (US\$ mi)	%ES/BR	Total ES (US\$ mi)	%ES/BR	Total ES (US\$ mi)	%ES/BR	Total ES (US\$ mi)	%ES/BR
2010	900,9	3,6%	899,2	5,5%	0	0,0%	1,7	0,0%
2011	1.512,30	4,6%	1510,6	7,0%	0	0,0%	1,7	0,0%
2012	1.322,80	4,1%	1322,3	6,5%	0	0,0%	0,5	0,0%
2013	933,8	3,9%	931,6	7,2%	0	0,0%	2,1	0,0%
2014	2.006,40	7,5%	2000,7	12,2%	0	0,0%	5,7	0,1%
2015	1.130,70	6,1%	1128,5	9,6%	0,1	0,0%	2,1	0,0%
2016	466,7	2,9%	465,1	4,6%	0	0,0%	1,6	0,0%
2017	924,2	3,8%	919,9	5,5%	0	0,0%	4,4	0,1%
2018	1.004,20	2,9%	960,0	3,8%	38,5	0,9%	5,7	0,1%
2019	1.075,00	3,1%	1014,5	4,2%	58,8	1,0%	1,7	0,0%
2020	599	2,1%	566,9	2,9%	30,4	0,6%	1,7	0,0%
2021	1.002,50	2,3%	988,3	3,2%	11,9	0,2%	2,3	0,0%
2022	1.042,50	1,7%	970,4	2,3%	70,8	0,5%	1,4	0,0%
2023	813,9	1,4%	735,9	1,7%	74,8	0,6%	3,2	0,1%
2024	1.078,10	1,8%	971,8	2,2%	103,7	0,9%	2,6	0,1%

Fonte: Funcex | Elaboração: Observatório Findes

Tabela 8 - Importações da cadeia do petróleo no Espírito Santo (em US\$ milhões)

	Total Importado		Petróleo e Gás Natural		Coque e Derivados do Petróleo		Produtos da Petroquímica	
	Total ES (US\$ mi)	%ES/BR	Total ES (US\$ mi)	%ES/BR	Total ES (US\$ mi)	%ES/BR	Total ES (US\$ mi)	%ES/BR
2010	374,0	1,0%	0,0	0,0%	46,3	0,4%	327,7	2,6%
2011	419,5	0,8%	0,0	0,0%	17,1	0,1%	402,4	2,8%
2012	401,4	0,8%	0,0	0,0%	34,6	0,2%	366,7	2,5%
2013	281,5	0,5%	0,0	0,0%	37,8	0,2%	243,7	1,6%
2014	256,1	0,4%	0,0	0,0%	35,5	0,2%	220,6	1,4%
2015	271,1	0,8%	0,0	0,0%	67,0	0,7%	204,1	1,6%
2016	160,0	0,7%	0,0	0,0%	33,8	0,4%	126,1	1,2%
2017	174,9	0,6%	0,0	0,0%	81,1	0,6%	93,8	0,8%
2018	163,7	0,5%	0,0	0,0%	46,3	0,3%	117,4	0,9%
2019	165,2	0,5%	0,0	0,0%	51,6	0,4%	113,6	0,8%
2020	174,3	0,7%	0,0	0,0%	85,6	1,0%	88,6	0,7%
2021	136,2	0,3%	0,0	0,0%	30,4	0,2%	105,9	0,6%
2022	130,5	0,2%	0,0	0,0%	22,5	0,1%	107,9	0,5%
2023	154,4	0,3%	0,0	0,0%	40,0	0,2%	114,5	0,6%
2024	182,5	0,4%	24,7	0,1%	31,7	0,2%	126,1	0,9%

Fonte: Funcex | Elaboração: Observatório Findes

PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO (CLÁUSULA DE PD&I DA ANP)

R\$ 172,3 milhões
foi o total de
recursos gerados
pelos campos do
ES, em 2024, por
meio da Cláusula
de PD&I

A Cláusula de PD&I, estabelecida a partir da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97), em 1998, com regulamentação mais recente pela Resolução ANP nº 918 de 2023¹⁴, exige a aplicação de um percentual da receita bruta dos campos de alta produtividade (Quadro 1) em projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I). O objetivo é assegurar que o desenvolvimento da indústria do petróleo e gás natural contribua para o avanço científico, tecnológico e ambiental, além de fortalecer a competitividade do país.

Desde 2001, quando o Espírito Santo passou a ter campos em produção com alta produtividade, as empresas petrolíferas

instaladas no estado têm gerado recursos por meio da cláusula de PD&I. Nesse período, os campos do Espírito Santo geraram R\$ 2,5 bilhões em obrigações, correspondendo a 7,4% do total arrecadado no Brasil. Em 2024, a contribuição capixaba foi de R\$ 172,3 milhões, representando 4,1% do total nacional, tendo como única origem o Campo de Jubarte, localizado no Parque das Baleias, no litoral sul do estado.

14. A aplicação dos recursos previstos nas cláusulas de PD&I foi regulamentada originalmente pela Resolução nº 33/2005 e pelo Regulamento Técnico nº 5/2005, que foi substituída pela Resolução ANP nº 50/2015 e pelo Regulamento Técnico ANP nº 3/2015. Em 3/09/2019, o Regulamento Técnico ANP nº 3/2015 foi aprimorado pela Resolução ANP nº 799/2019. Em 2023, o Regulamento Técnico ANP nº 3/2015 foi revogado e substituído pela Resolução ANP nº 918/2023.

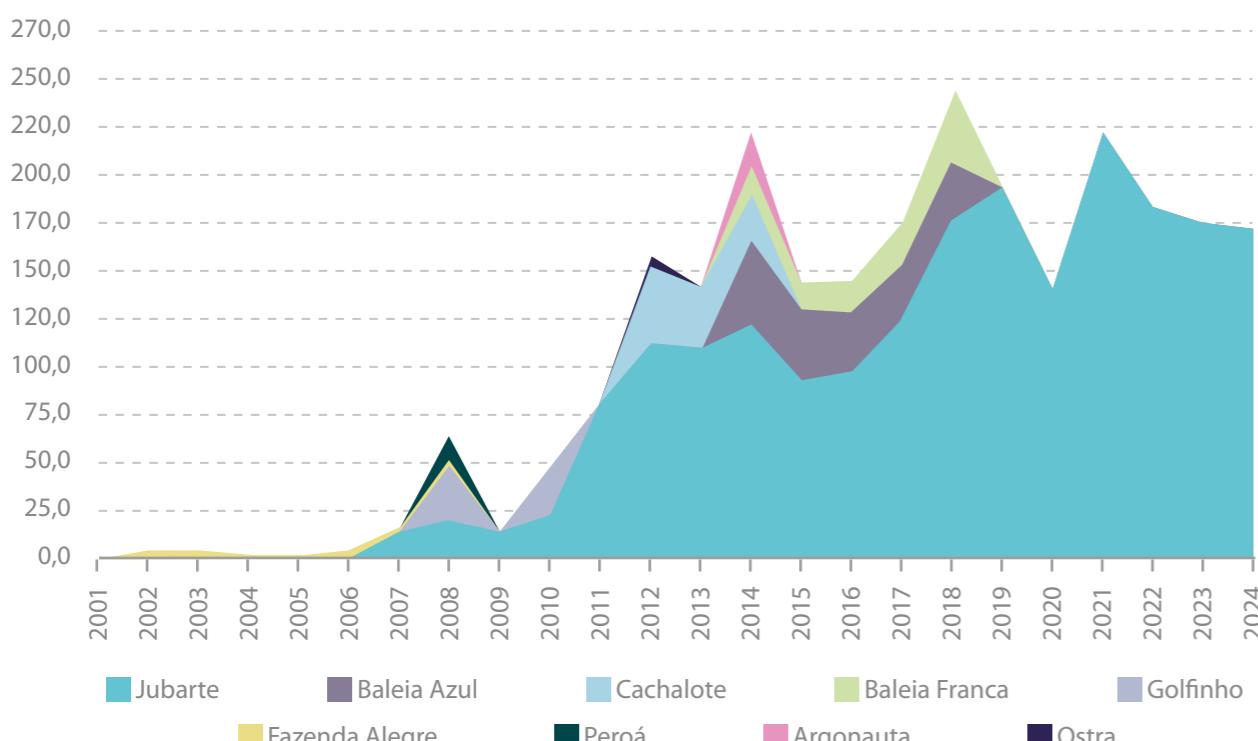
Quadro 1 - Percentual de aplicação das receitas brutas em PD&I pelas concessionárias, por modalidade contratual dos campos em produção

Regime Contratual	Valor das obrigações em PD&I pelas concessionárias	
	Concessão	Partilha da Produção
Concessão	1,0% das receitas brutas mensais de cada campo que gera participações especiais (alta produtividade)	
Partilha da Produção		1,0% do total das receitas brutas anuais de cada campo
Cessão Onerosa		0,5% do total das receitas brutas anuais de cada campo

Nota: Ver mais em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/tecnologia-meio-ambiente/pesquisa-desenvolvimento-inovação/investimentos-em-pd-i>

Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes

Gráfico 30 - Obrigações geradas pela cláusula de PD&I no Espírito Santo, por campo (2001-2024)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes

O Campo de Jubarte se consolidou como a principal fonte de obrigações no estado, respondendo por 79,7% do total arrecadado entre 2001 e 2024, com uma contribuição acumulada de aproximadamente R\$ 2,0 bilhões. A par-

tir de 2019, passou a ser a única fonte de obrigações (Gráfico 30).

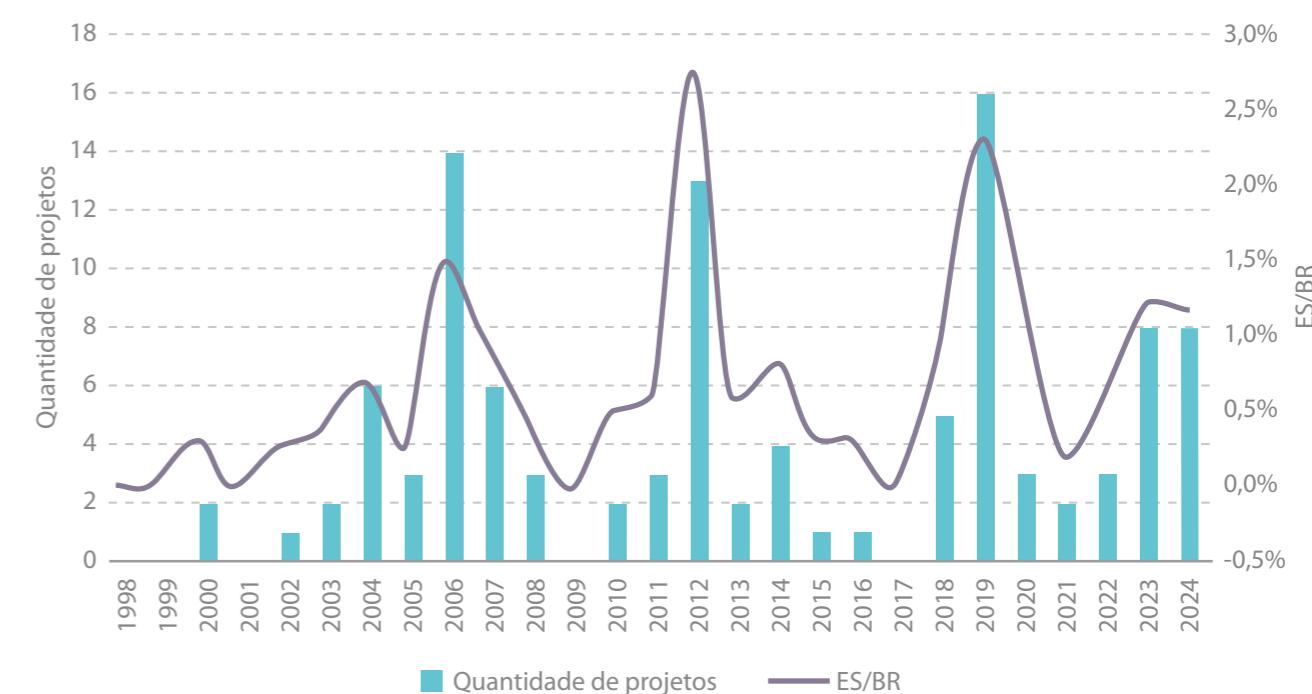
Embora as obrigações tenham origem nos campos confrontantes ao território do Espírito Santo, os recursos gerados por eles

não são, necessariamente, destinados a projetos locais, sendo distribuídos em todo o território nacional. Esses recursos são recolhidos pela União, cabendo à ANP a análise, aprovação, acompanhamento e fiscalização de sua aplicação, conforme previsto na regulação da ANP. Os recursos podem ser utilizados em projetos executados pela própria empresa petrolífera, outras empresas nacionais ou instituições credenciadas, o que amplia as oportunidades de inovação

e colaboração em diversas áreas.

Como reflexo desse modelo, desde 1998, foram iniciados 13.715 projetos no Brasil, dos quais 108 ocorreram no Espírito Santo. Em 2024, o estado representou 1,2% do total de projetos no país, com o início de oito novos projetos. O investimento total desses projetos alcançou R\$ 28,2 milhões, com a Petrobras sendo a única responsável pela alocação dos recursos.

Gráfico 31 - Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Espírito Santo (nº de projetos)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes

Os projetos implementados no Espírito Santo em 2024 abordam uma diversidade de temas, como tecnologias para monitoramento, eficiência na exploração e produção de petróleo, além de iniciativas voltadas à sustentabilidade, alinhadas às mais recentes tendências do setor. A Universidade Federal

do Espírito Santo (UFES) foi a única instituição executora e os projetos estão sendo desenvolvidos com a colaboração de diversos laboratórios e núcleos de pesquisa.

O Núcleo de Inferência e Algoritmos (NINFA) da UFES deu início ao projeto

Os projetos implementados no Espírito Santo em 2024 abordaram uma diversidade de temas, como tecnologias para monitoramento, eficiência na exploração e produção de petróleo, além de iniciativas voltadas à sustentabilidade, alinhadas às mais recentes tendências do setor.

Reconhecimento de Padrões de Defeitos em Sistemas de Bombeio Centrífugo Submerso (RPDBCS), voltado para o desenvolvimento de interações baseadas em inteligência artificial (IA) e Grandes Modelos de Linguagem (Large Language Models LLM). O projeto, financiado pela Petrobras, recebeu um investimento de R\$ 7,4 milhões e tem como objetivo aprimorar soluções interativas entre humanos e softwares aplicáveis à indústria de petróleo e gás. O Laboratório de Telecomunicações da UFES, por sua vez, lidera o projeto PROFETA-GO, que envolve o desenvolvimento de sensores DAS (Sensoriamento Distribuído Acústico) com fibras ópticas de alto espalhamento para aplicações geológicas offshore. Esse projeto conta com duas iniciativas: uma voltada para pesquisa aplicada, com um aporte de R\$ 6,4 milhões, e outra focada na infraestrutura laboratorial, recebendo R\$ 3,4 milhões. Ambos os investimentos são provenientes da Petrobras e visam fortalecer as capacidades de monitoramento e análise em ambientes offshore.

O Núcleo de Termociências para a Indústria de Petróleo, da UFES, iniciou dois projetos. O primeiro investiga os aspectos da incrustação carbonática na presença de óleo em sistemas pressurizados, com um financiamento de R\$ 4 milhões. O segundo se dedica à modelagem e simulação da incrustação inorgânica em válvulas AICD (Autonomous Inflow Control Device) sob condições de poços petrolíferos,

recebendo um investimento de R\$ 1,1 milhão. Ambos os projetos são apoiados pela Petrobras e têm o objetivo de melhorar a eficiência dos processos de extração de petróleo.

O Laboratório de Pesquisa em Petróleo (LabPetro) da UFES recebeu financiamento para o desenvolvimento de um sistema piloto para tratamento e destinação de resíduos líquidos da perfuração de poços. O projeto, com aporte de R\$ 2,7 milhões da Petrobras, busca soluções inovadoras para a gestão sustentável desses resíduos.

No Núcleo de Estudos em Tectônica e Sedimentação da UFES, um projeto liderado pela Repsol com investimento de R\$ 1,6 milhão está focado na análise numérica e experimental dos efeitos geomecânicos da migração da pluma durante a estocagem de CO₂ em meios geológicos. Essa pesquisa contribui para o desenvolvimento de estratégias mais seguras e eficazes para a captura e armazenamento de carbono.

Por fim, o Núcleo de Estudos em Escoamento e Medição de Óleo e Gás (NEMOG) da UFES também recebeu recursos da Petrobras para um estudo voltado ao aumento da confiabilidade e range operacional na medição de vazão de gás de queima (flare). Com um investimento de R\$ 1,3 milhão da Petrobras, esse projeto busca aprimorar a precisão das medições e otimizar processos na indústria petrolífera.

Tabela 9 - Descrição dos projetos com recursos da cláusula de PD&I no Espírito Santo - 2024

Título do projeto	Empresa responsável	Tipo de Projeto	Executores - Unidade de Pesquisa	Valor Cláusula (em R\$ milhões)
RPDBCS_Com Interação Baseada em IA	Petrobras	Pesquisa aplicada	UFES - Núcleo de Inferência e Algoritmos - NINFA	R\$ 7,4
PROFETA-GO: Projeto de Sensor DAS com Fibras Ópticas de Alto Espalhamento para Aplicações Geológicas Offshore.	Petrobras	Pesquisa aplicada	UFES - Laboratório de Telecomunicações UFES	R\$ 6,5
Estudos de aspectos de incrustação carbonática em presença de óleo em sistemas pressurizados	Petrobras	Desenvolvimento experimental	UFES - Núcleo de Termociências para a Indústria de Petróleo	R\$ 4,0
Infraestrutura Laboratorial do "PROFETA-GO: Projeto de Sensor DAS com Fibras Ópticas de Alto Espalhamento para Aplicações Geológicas Offshore".	Petrobras	Infraestrutura	UFES - Laboratório de Telecomunicações UFES	R\$ 3,4
Desenvolvimento de sistema piloto para tratamento e destinação de resíduos líquidos de perfuração de poços	Petrobras	Pesquisa em meio ambiente	UFES - LabPetro	R\$2,7
Análise numérica e experimental dos efeitos geomecânicos decorrentes do armazenamento de CO ₂ em meios geológicos – Projeto CO ₂ GEOMEC.	Repsol	Pesquisa aplicada	UFES - Núcleo de Estudos em Tectônica e Sedimentação	R\$ 1,7
Estudos para aumento da confiabilidade na medição de vazão de gás de queima (flare)	Petrobras	Pesquisa aplicada	UFES - Núcleo de Estudos em Escoamento e Medição de Óleo e Gás - NEMOG	R\$1,4
Modelagem e simulação da incrustação inorgânica em válvulas AICD em condições de poços petrolíferos.	Petrobras	Pesquisa aplicada	UFES - Núcleo de Termociências para a Indústria de Petróleo	R\$1,1
Total				R\$28,2

Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes



FUNDO SOBERANO CAPIXABA: UM INSTRUMENTO EXITOSO DE POLÍTICA PÚBLICA

Marcelo
Barbosa
Saintive

Diretor-presidente
do Bandes

**“Você nunca
muda as coisas
lutando contra
o que já existe.
Para mudar
alguma coisa,
construa um
novo modelo
que faça com
que o modelo
atual se torne
obsoleto.”**

Richard
Buckminster
Fuller

O Estado do Espírito Santo, nos últimos 12 anos, alcançou o reconhecimento nacional da sua excelência na gestão fiscal e financeira. O indicador que consagra esta avaliação é a análise da Secretaria do Tesouro Nacional sobre a capacidade de pagamento dos entes subnacionais. Nos últimos 13 anos, o Estado sempre alcançou a nota máxima: Capag A¹.

tas de royalties e participações especiais em âmbito nacional. Isso porque, por meio de regras claras e com a estrutura de governança bem definida (Lei Complementar já citada, decreto regulamentador e comitê gestor)⁴, neste arcabouço legal foram estabelecidas as condições adequadas para a formulação de políticas públicas voltadas para o desenvolvimento econômico do Estado.

Contudo, sabemos que a boa gestão fiscal não é um fim em si mesma. Concretamente, é a partir do zelo na condução das finanças públicas que emergem as oportunidades de investimento público e privado.

É neste contexto que o Estado do Espírito Santo cria o Fundo Soberano (Funses), por meio da Lei Complementar n.914, de 17 de junho de 2019². A fonte principal de recursos do Funses são as receitas provenientes dos royalties e das participações especiais de petróleo e do gás natural³.

O Funses possui uma engenharia única que concilia a função clássica de destinar recursos para uma poupança intergeracional e, também, como forma de mitigar riscos fiscais, com a função de promoção do desenvolvimento econômico sustentável.

Numa frase, trata-se de uma inovação institucional disruptiva no uso das recei-

tas dos primeiros programas de políticas públicas formulados com recursos do Funses têm como premissa básica que o processo de crescimento econômico sustentável no longo prazo requer ganhos consistentes e, se possível, regulares de produtividade. E mais, que o crescimento da produtividade está diretamente correlacionado ao ritmo das inovações tecnológicas (Senna, 2017).

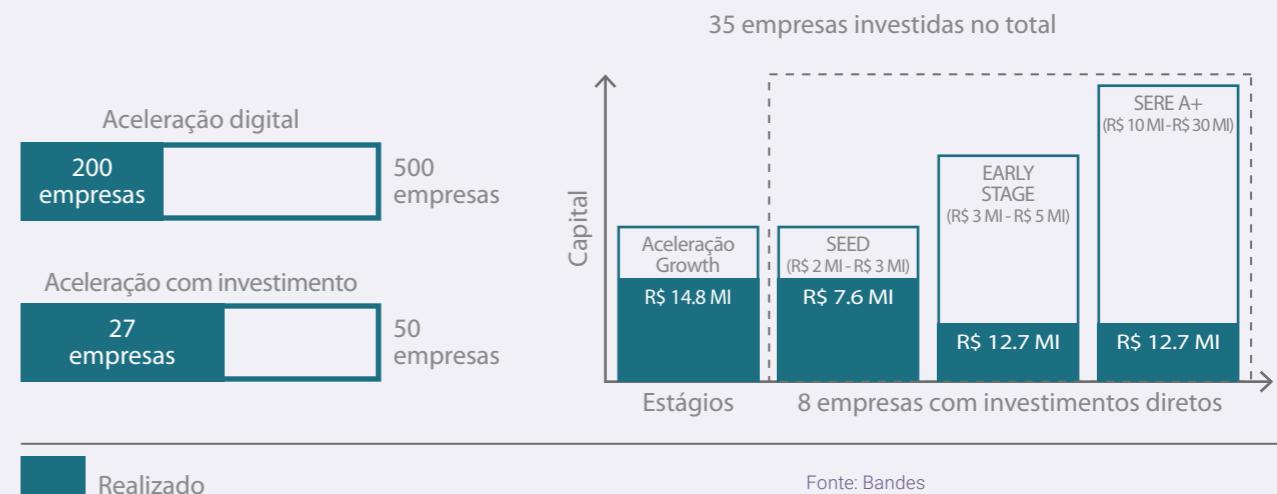
Tendo isso em mente, o Funses1, ainda em curso, busca impulsionar o ecossistema de inovação do estado.

Em linhas gerais, o capital investido pelo Funses¹ é destinado a startups que tenham ou venham a ter investimentos no Estado do Espírito Santo ou em território nacional, desde que a empresa tenha sede fiscal no estado.

Como se trata de fundo venture capital, os investimentos passíveis de elegibilidades são aqueles que contenham alguma no-

vidade tecnológica, técnica ou até mesmo organizacional. Os resultados até o presente momento são expressivos.

Vejamos:



Fonte: Bandes

Cabe um último dado importante: das 35 empresas investidas pelo Funses¹, 71% estão localizadas em Vitória⁵.

No que se refere ao 2º programa do Funses, Funses ESG Debêntures, o objetivo consistiu em financiar projetos que ampliassem a competitividade das empresas de médio porte da economia capixaba, por meio da elevação da produtividade, incorporando elementos da agenda ESG e de governança corporativa.

Estes dois elementos merecem destaque no desenho desta política pública. O primeiro, refere-se à indução por parte do Estado para os projetos elegidos para financiamentos que contemplam ações sustentáveis, boas práticas sociais e de governança corporativa.

O segundo elemento está alinhado com uma das diretrizes estratégicas do Governo do Estado, qual seja, a redução das desigualdades sociais e econômicas entre

1. Para uma análise pormenorizada dos conceitos e das variáveis utilizadas pelo Tesouro Nacional, ver Portaria STN n. 217, de 15 de fevereiro de 2024.

2. O Fundo Soberano possui recursos que montam R\$ 1.923.740.733. Acesso ao site <https://fundosoberano.es.gov.br> em 25 de março de 2025.

3. Além destas receitas, parte dos recursos foram provenientes do acordo entre a ANP e a Petrobras no que se refere à unificação dos campos petrolíferos na região do Parque das Baleias, litoral sul do estado.

4. Para corroborar esta afirmação, o Funses foi eleito o melhor da América Latina e o terceiro melhor do mundo, princi-

palmente, devido aos pilares de transparência, governança e estrutura, conforme Ranking Global de Fundos Soberanos 2025, do Instituto de Estudos dos Fundos Soberanos.

5. Para uma leitura desmistificadora do papel do estado no financiamento das inovações tecnológicas, ver Mazzucato (2014). Somente para aguçar a curiosidade, segue o questionamento da autora após relatar exemplos dos EUA e do Reino Unido: “quantas pessoas percebem que muitas das mais jovens e inovadoras empresas americanas foram financiadas não pelo capital de risco privado, mas pelo capital de risco público, como o que é oferecido pelo programa de pesquisa para a Inovação em Pequenas Empresas (SBIR)?”

**Com um
aporte inicial
de R\$ 500
milhões
por parte
do Funses,
os projetos
previamente
mapeados
em energia e
indústria têm
o potencial de
mitigar até
7,7 milhões
de toneladas
de carbono
até 2050**

as microrregiões. Neste contexto, buscou-se incentivar projetos implementados no interior do estado com uma taxa de juros mais adequada empregando o Índice de Desenvolvimento Regional Sustentável do ES (IDRS/ES) cuja finalidade consiste na priorização dos investimentos e ações públicas⁶.

Por fim, em meados de 2024, o Bandes recebeu a orientação do governador, Renato Casagrande, e do vice-governador, Ricardo Ferraço, de elaborar um novo programa de política pública com recursos do Funses, agora, com o direcionamento de viabilizar em termos de financiamento o Plano de Descarbonização e Neutralização de emissão dos gases de efeito estufa (GEE), publicado em 2023⁷.

Diante desta ambiciosa e relevante tarefa, o Banco de Desenvolvimento do Estado do Espírito Santo - Bandes, como o braço financeiro do Estado para o desenvolvimento sustentável do Espírito Santo, passou a desenhar um novo Fundo de Investimento com foco em projetos de Descarbonização ("Fundo de Descarbonização"). Em outros termos, estamos na fase de estruturação da modelagem dos instrumentos financeiros adequados para viabilizar para o alcance das metas do Plano de Descarbonização.

A tese de investimento do fundo foca em projetos prioritariamente nos setores de energia e indústria, com o objetivo de apoiar iniciativas como melhorias na eficiência energética, geração de energia solar e produção/uso de biometano⁸. Também são aderentes ao Fundo os setores de Transporte e AFOLU, presentes como segmentos estratégicos no âmbito do Plano de Descarbonização. Cabe acrescentar que, no âmbito da indústria, o conceito do Fundo de Descarbonização está alinhado à Nova Indústria Brasil, a atual política industrial brasileira⁹, que visa apoiar projetos industriais focados em inovação, produtividade e digitalização, com o objetivo de reduzir a pegada de carbono dos produtos industriais.

Com um aporte inicial de R\$ 500 milhões por parte do Funses, os projetos previamente mapeados em energia e indústria têm o potencial de mitigar até 7,7 milhões de toneladas de carbono até 2050, o que representa 24,7% da redução de emissões esperada.

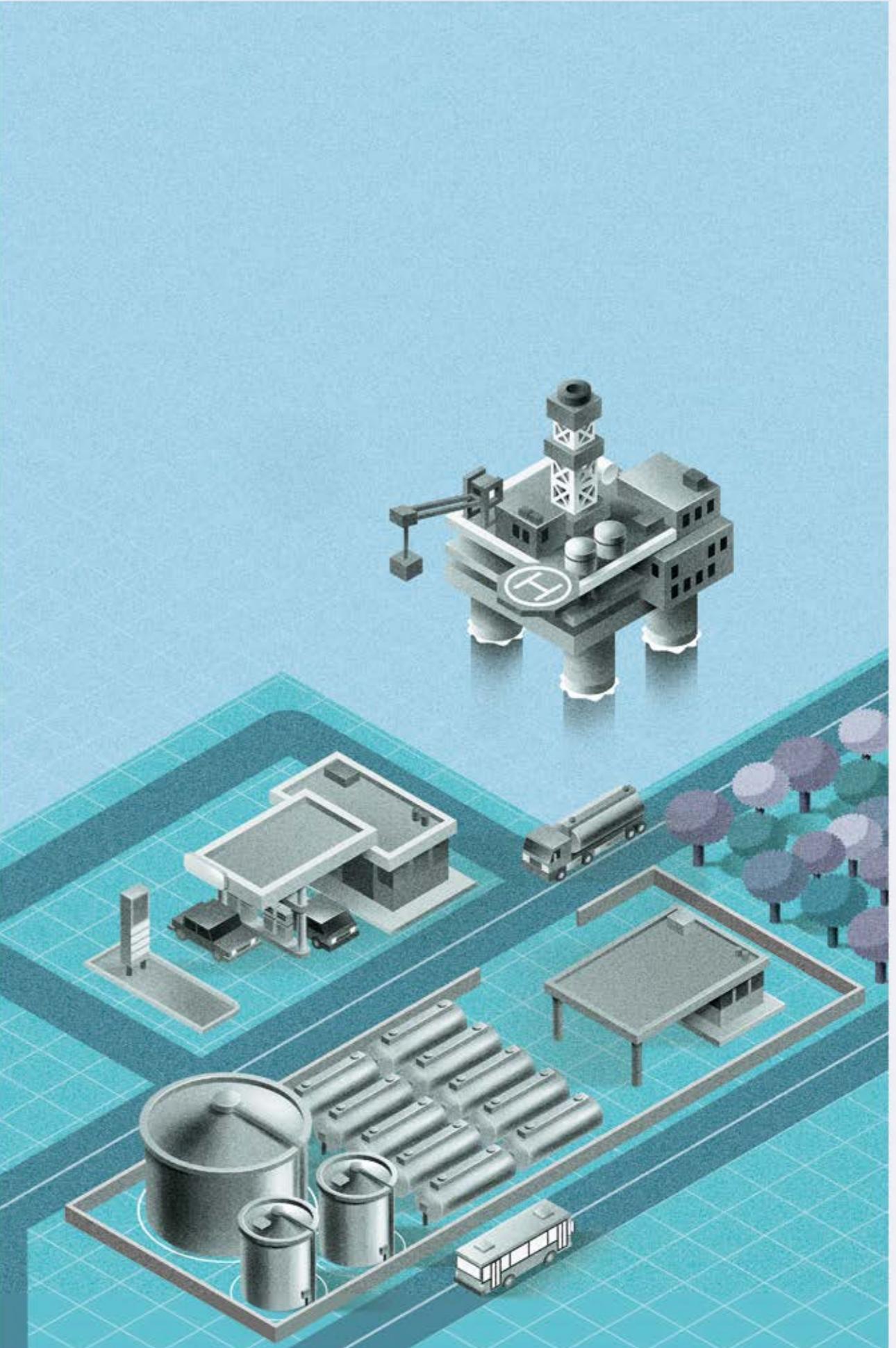
Trata-se de uma agenda crucial e de um futuro que está batendo em nossas cidades e casas, mas, no Espírito Santo o futuro se planeja.

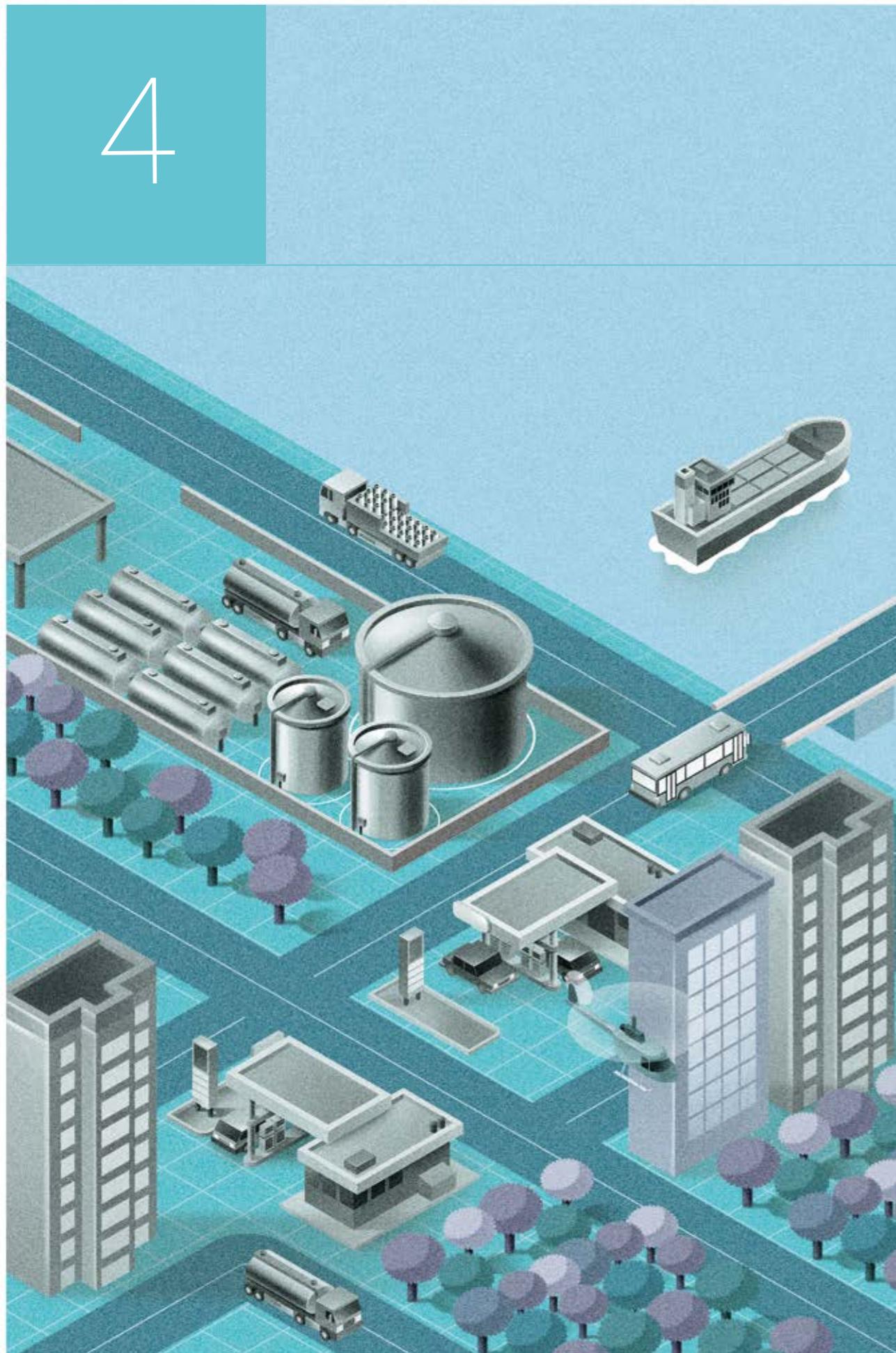
6. Este índice foi elaborado pelo Instituto Jones dos Santos Neves. Para maiores detalhes, ver <https://ijsn.es.gov.br/publicacoes/sumarios/idsr-preliminar>.

7. Entende-se por descarbonização o processo de reduzir as emissões de CO₂ e outros gases de efeito estufa, visando mitigar as mudanças climáticas e promover a sustentabilidade ambiental. <https://planodescarbonizacao.es.gov.br/arquivos>

8. Vale destacar que, ao contrário de outros estados brasileiros, onde o desmatamento é a principal fonte de emissões, o Espírito Santo tem a maior parte de suas emissões provenientes dos setores de Energia e Indústria, relacionados à produção de combustíveis e geração de energia. Em 2021, cerca de 32% das emissões de GEE no Espírito Santo vieram do setor de energia, enquanto outra parte igual foi originada pela indústria.

9. <https://www.gov.br/mdic/pt-br/composicao/se/cndi/plano-de-acao/nova-industria-brasil-plano-de-acao.pdf>





4

OPORTUNIDADES PARA O ESPÍRITO SANTO

INVESTIMENTOS CONFIRMADOS

Em março de 2025, o Observatório Findes realizou uma pesquisa com empresas da cadeia produtiva do setor de Petróleo e Gás Natural que atuam no Espírito Santo, com o objetivo de mapear projetos de investimentos anunciados no estado, considerando o período compreendido entre 2025 e 2030. Para aplicação da pesquisa, foram utilizadas informações da Bússola do Investimento, produto do Observatório Findes.

De acordo com o levantamento, a previsão é que o Espírito Santo receba R\$ 44,2 bilhões ou US\$ 7,6 bilhões¹⁵ em investimentos na indústria de petróleo e gás natural até 2030. Ao todo, foram identificados 7 projetos no estado, com destaque para os investimentos das empresas Petrobras, PRIO e BW Energy.

A Petrobras possui um plano de investimentos de R\$ 35 bilhões para o Espírito Santo até 2029. Entre os projetos, destaca-se o Integrado Parque das Baleias (IPB), que visa interligar 17 poços ao novo navio-plataforma (FPSO) Maria Quitéria, sendo nove produtores de óleo e oito injetores de água. O navio-plataforma entrou em operação no sul do estado em outubro de 2024. A empresa também

investirá nas áreas de refino, comercialização, gás e energia no estado.

A PRIO está desenvolvendo o campo de Wahoo, localizado na porção capixaba da Bacia de Campos. Com investimentos estimados em US\$ 850 milhões, a empresa pretende perfurar 6 poços, sendo quatro produtores e dois injetores. A produção será escoada por meio de uma conexão submarina (tieback) de 35 km de extensão, conectando os poços de Wahoo ao navio FPSO Frade.

A BW Energy prevê investimentos de R\$ 4,0 bilhões entre 2026 e 2031 nos polos Golfinho e Camarupim, na bacia do Espírito Santo. Nesse primeiro campo, a petroleira perfurará dois poços, enquanto no campo de Camarupim, será feira a interligação de gás ao FPSO Cidade de Vitória.

Além desses investimentos, também se destacam anúncios de outras petroleiras e empresas ligadas à cadeia produtiva. A Tabela 10 apresenta um resumo dos projetos mapeados pelo Observatório Findes para a indústria do petróleo e gás natural no Espírito Santo.



R\$ 44,2
bilhões

é o valor
confirmado em
investimentos
para o Espírito
Santo na indústria
de petróleo e gás
natural até 2030

15. Para a conversão dos valores, foi utilizado o dólar médio do mês de fevereiro de 2025, que estava cotado a R\$ 5,766.

Tabela 10 - Principais projetos de investimento confirmados na indústria do petróleo e gás natural no Espírito Santo para os próximos 5 anos (2025-2030)

Investidor	Projeto	Região	Valor (em milhões R\$)	Valor (em milhões US\$)
Petrobras	Investimentos em exploração e produção, com destaque para a implantação do FPSO Maria Quitéria. A empresa também investirá nas áreas de refino, transporte, comercialização, gás e energia	Espírito Santo	35.000,0	-
PRIO	O projeto de Wahoo contempla a perfuração de quatro poços produtores e dois injetores, assim como a conexão entre os poços e o FPSO de Frade	Presidente Kennedy	-	850,0
BW Energy	Investimentos nas operações dos polos Golfinho e Camarupim, na Bacia do Espírito Santo	Aracruz, Fundão, Serra e Vitória	4.000,0	-
Prysmian Group	Expansão da capacidade de produção da fábrica de Vila Velha, dedicada à fabricação de umbilicais	Vila Velha	145,0	-
ESGÁS (Energisa)	O Grupo Energisa investirá na expansão da distribuição de gás natural no Espírito Santo	Espírito Santo	100,0	-
Shell	Desenvolvimento e produção do Parque das Conchas. O investimento inclui atividades de desenvolvimento, estudos de extensão, completação de produção e melhorias relacionadas a alterações na unidade de produção.	Anchieta, Guarapari, Piúma, Itapemirim, Marataízes, Presidente Kennedy, Vila Velha e Vitória.	-	13,8
EnP Ecossistemas e Imetame Energia	A EnP Ecossistemas, por meio de sua afiliada Energy Paraná, e a Imetame Energia possuem participação em 11 blocos exploratórios no Norte Capixaba	Linhares, Jaguaré, São Mateus e Conceição da Barra	20	-
Total nas moedas anunciadas			39.265,0	863,8
Soma dos investimento em R\$ (1 US\$ = R\$ 5,766)			R\$ 44.245,7	
Soma dos investimentos em US\$ (1 US\$ = R\$ 5,766)			US\$ 7.673,6	

Nota: As informações sobre os projetos de investimentos foram confirmadas pelas empresas por meio da pesquisa realizada pelo Observatório Findes. Algumas empresas respondentes optaram pela divulgação do valor dos investimentos em dólar. Para a conversão das quantias, foi utilizado a taxa média do dólar do mês de fevereiro de 2025 (1 US\$ = R\$ 5,766).

Fonte: Petrobras, PRIO, BW Energy, Prysmian Group, ESGÁS, Shell, EnP Ecossistemas e Bússola do Investimento. | Elaboração: Observatório Findes.

OFERTA PERMANENTE

A Oferta Permanente (OP) é um sistema adotado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) para ofertar, de forma contínua, blocos exploratórios e campos produtores em bacias terrestres e marítimas, incluindo aqueles localizados no polígono do pré-sal e em áreas estratégicas. As empresas interessadas participam do certame, por meio dos ciclos licitatórios, e as vencedoras firmam

contratos sob os regimes de concessão ou partilha de produção.

Desde 2021, com a publicação da Resolução CNPE nº 27, que alterou a Resolução CNPE nº 17/2017, a Oferta Permanente tornou-se o principal mecanismo para a oferta de áreas destinadas à exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Esse sistema opera em duas modalidades:

1

Oferta Permanente de Concessão (OPC): aplicada a áreas cujos contratos seguem o regime de concessão.

2

Oferta Permanente de Partilha (OPP): voltada para áreas sob o regime de partilha de produção.

Por se tratar de um processo contínuo, os instrumentos licitatórios da Oferta Permanente podem ser alterados ao longo do tempo. Neste sentido, em dezembro de 2023, a Resolução nº 11/2023 do CNPE estabeleceu novas diretrizes para definição de Conteúdo Local¹⁶ nos próximos ciclos de licitações sob o regime de concessão e partilha de produção, no âmbito da Oferta Permanente. A Resolução estabeleceu que o conteúdo local mínimo obrigatório a ser exigido nos próximos ciclos de OP seja de 50% para blocos em terra (para as fases de exploração e de desenvolvimento); e de 30% para blocos em mar na fase de exploração. Na etapa de desenvolvimento, os percentuais dos blocos marítimos serão de 30% para construção de poço; 40% para o sistema de coleta e escoamento; e 25% para a unidade estacionária de produção.

Sob o regime de concessão, por meio da Oferta Permanente de Concessão (OPC), já foram concluídos 4 ciclos de oferta no país. A última sessão pública de apresentação de ofertas foi realizada pela ANP no 4º Ciclo em 2023, na qual foram arrematados 192 blocos exploratórios no Brasil, distribuídos entre as bacias de Pelotas, Potiguar, Santos, Paraná, Espírito Santo, Tucano, Amazonas, Recôncavo e Sergipe-Alagoas.

O valor total arrecadado pela ANP com os bônus de assinaturas correspondeu a um ágio de 179,7% em relação ao valor mínimo exigido pelas áreas exploratórias. No



192

blocos
exploratórios
foram
arrematados
na Oferta
Permanente
em 2023

16. Os contratos de exploração e produção de P&G incluem a cláusula de conteúdo local, instrumento que determina que parte dos bens e serviços adquiridos para atividades de exploração e produção no Brasil deve ser nacional. Além disso, estabelece também preferência pela contratação de fornecedores brasileiros sempre que suas ofertas apresentarem condições equivalentes aos dos outros fornecedores convidados a apresentar propostas.


R\$ 16 milhões
é o investimento
mínimo previsto na
fase de exploração
nos 10 blocos
exploratórios
arrematados no
quarto ciclo da
Oferta Permanente
de Concessão

conjunto, os lances vencedores se comprometeram com R\$ 2,01 bilhões em investimentos na fase de exploração. Na Bacia do Espírito Santo, 10 blocos exploratórios foram arrematados, totalizando um investimento mínimo previsto na fase de exploração equivalente a R\$ 16,0 milhões. Os blocos foram distribuídos entre as empresas Elysian e Imetame, vencedoras do leilão.

nal, sendo 44 onshore e 288 offshore. Essas áreas estão distribuídas em 32 setores de 12 bacias sedimentares, todas em novas fronteiras exploratórias. Dentre esses blocos, 155 estão em águas profundas, 133 em águas rasas e 44 em terra.

Especificamente no Espírito Santo, há 15 blocos exploratórios disponíveis sob o regime de concessão, todos localizados

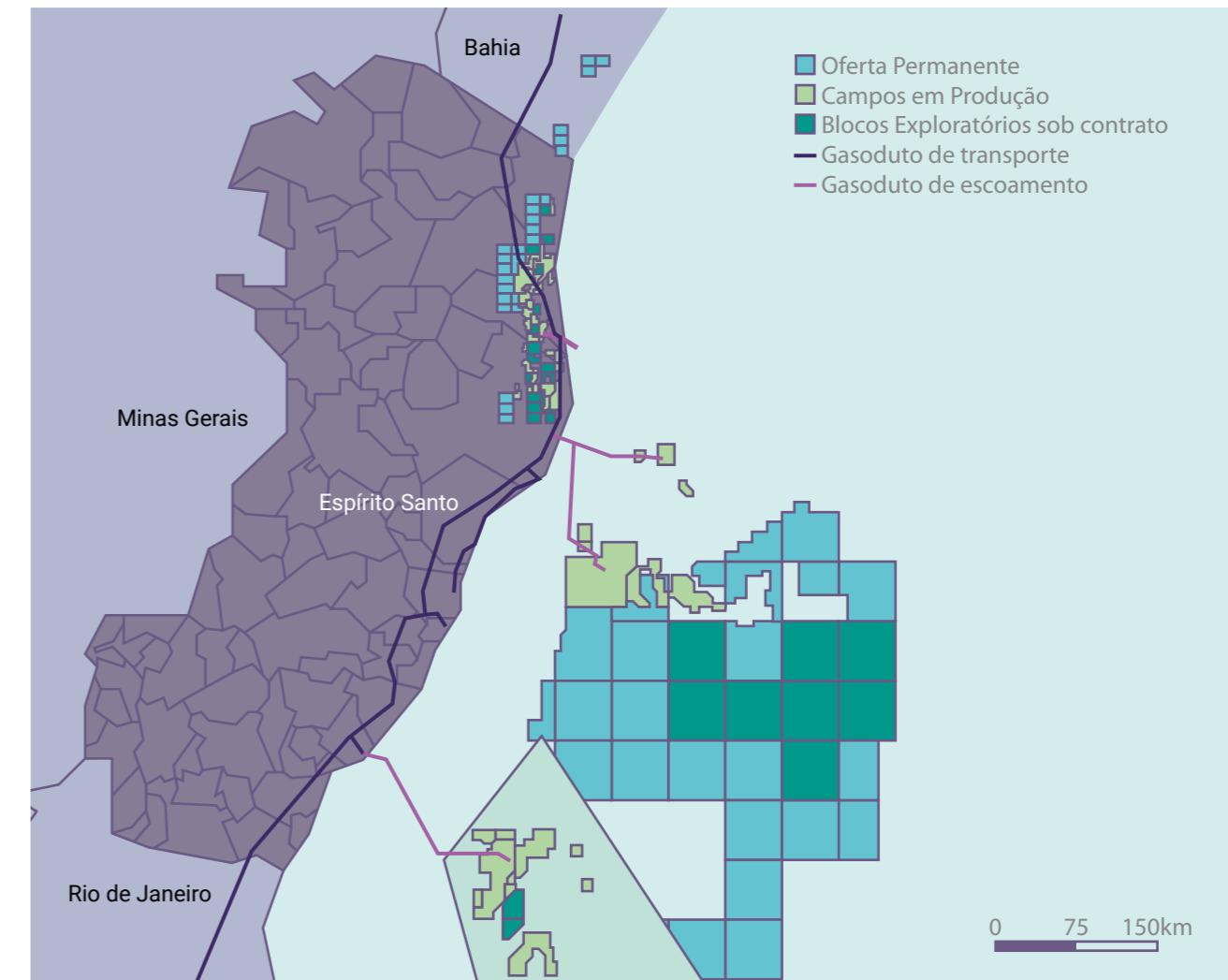
em áreas marítimas das bacias de Campos e do Espírito Santo. O cronograma do 5º ciclo prevê a sessão pública para apresentação das ofertas em junho de 2025, enquanto as assinaturas dos contratos de concessão estão marcadas para novembro desse ano. O bônus de assinatura mínimo para essas áreas varia entre R\$ 2,3 milhões e R\$ 11 milhões (Tabela 11).

Tabela 11 - Blocos disponíveis no Espírito Santo para manifestação de interesse no 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão

Bacia Sedimentar	Setor	Bloco	Bônus de assinatura mínimo (milhões R\$)
Campos	SC-AP1	C-M-13	10,1
		717,675	6,3
		503,997	6,0
		716,471	6,6
		782,952	7,0
Espírito Santo	SES-AP1	ES-M-523	2,8
		ES-M-526	2,3
		ES-M-588	11,0
		ES-M-661	2,7
		ES-M-663	9,6
	SES-AP2	ES-M-737	3,8
		ES-M-789	4,4
	SES-AUP3	ES-M-791	4,3
		ES-M-745	2,4
		ES-M-793	2,4
			10,1

Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes.

Figura 1 - Blocos exploratórios no Espírito Santo disponíveis no 5º Ciclo da Oferta Permanente de Concessão da ANP



Sob o regime de partilha da produção, foram realizados 2 ciclos Oferta Permanente de Partilha de Produção (OPP)¹⁷ no Brasil, nos quais 2 blocos da bacia de Campos e 3 na bacia de Santos foram arrematados, gerando R\$ 923,30 milhões em bônus de assinatura.

dução. Essas áreas estão distribuídas em 9 setores distintos nas bacias sedimentares de Campos e Santos. Entre eles, estão o bloco de Turmalina, que é confrontante

Até a data de fechamento dessa edição do Anuário, outros 14 blocos exploratórios marítimos foram adicionados na Oferta Permanente de Partilha de Pro-

17. A suspensão afetou os blocos AM-T-63, AM-T-64, AM-T-107, AM-T-133, PAR-T-335 e a área com acumulação marginal de Japiim, que foram alvo de ações judiciais que impediram a celebração dos contratos de concessão.

18. Segunda a ANP, a Oferta Permanente de Partilha (OPP) consiste na oferta contínua de blocos na área do pré-sal ou em áreas estratégicas, sob o regime de partilha da produção. Os blocos ficaram reservados à deliberação específica do CNPE, com definição dos parâmetros a serem adotados para cada campo ou bloco a ser licitado.

ao Espírito Santo, e, o Larimar, localizado na divisa do mar territorial capixaba e do estado do Rio de Janeiro.

Todavia, conforme a Resolução de Diretoria nº 754/2023, o edital de licitação da Oferta Permanente de Partilha da Produção encontra-se revogado até data de fechamento desta edição. Segundo a ANP, as novas versões do edital e dos contratos desta oferta encontram-se em processo de consulta e audiência públicas. Ou seja, até a data desta publicação, o Ciclo da Oferta Permanente de Partilha da Produção está suspenso, não

sendo possível a realização de manifestação de interesses nessas áreas.

Além dos blocos exploratórios já disponíveis para manifestação de interesse na Oferta Permanente de Partilha da Produção, em 18 de fevereiro de 2025, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a inclusão de mais quatro blocos: Hematita, Siderita, Limonita e Magnetita. Todos estão localizados no polígono do pré-sal, especificamente na Bacia de Campos, que se estende pelos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo.

DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES

O descomissionamento de instalações refere-se à fase do ciclo produtivo em que ocorre a destinação segura das estruturas de exploração e produção de petróleo e gás natural após o término de sua vida produtiva. Esse processo inclui a remoção das instalações, o arrasamento de poços, a destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos, além da recuperação ambiental da área. A ANP aprova a interrupção definitiva das operações apenas quando estão esgotadas todas as possibilidades de exploração e produção em uma área.

Até 2024, a ANP acumulava 138 processos no âmbito do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) no Brasil. Desses, 97 foram aprovados, sendo 55 em áreas onshore e 42 offshore. Além dos processos aprovados, 25 foram classificados como recebidos, 8 como sobrestados e 8 encerrados¹⁹.

A Bacia de Campos lidera em número de PDIs no país, com 34 processos, seguida pela Bacia Potiguar, com 24, e pela Bacia do Espírito Santo, com 20. No que se refere aos programas aprovados, ao menos 14 bacias brasileiras tiveram PDIs autorizados pela ANP até 2024. Entre eles, 21 estavam na Bacia de Campos, 19 na Bacia do Espírito Santo, 13 na Bacia Potiguar e 13 na Bacia do Recôncavo.

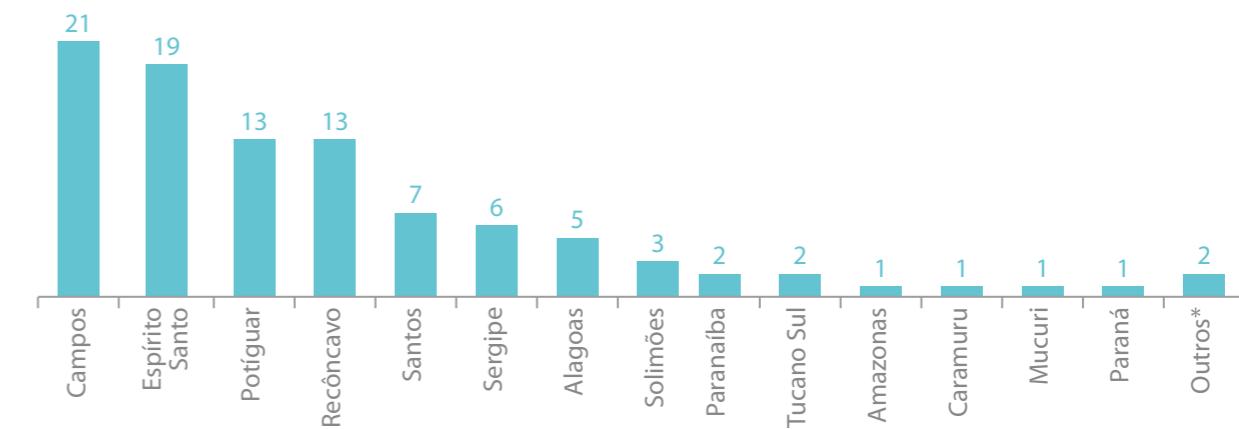
No estado do Espírito Santo, até o final de 2024, foram aprovados 21 PDIs. Desses, 20 estavam relacionados a ativos localizados na Bacia do Espírito Santo, todos em terra, enquanto um correspondia à Bacia de Campos, referente ao descomissionamento do FPSO Capixaba.

Cabe ressaltar que o FPSO Capixaba está localizado no Parque das Baleias na Bacia de Campos. Segundo a Petro-

bras, a etapa de descomissionamento dessa estrutura foi concluída em março de 2024 com a desancoragem da embarcação, que seguiu para Dinamarca para o desmantelamento. A plataforma operou no estado por 16 anos e produziu 270,9 milhões de barris de óleo

equivalente, tendo o processo de descomissionamento sido iniciado em 2022. Essa unidade flutuante de produção de petróleo e gás natural foi substituída pelo FPSO Maria Quitéria, que entrou em operação em outubro de 2024 no campo de Jubarte.

Gráfico 32 - Distribuição de Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) aprovados pela ANP até 2024



(*) Outros: correspondem às bacias não identificadas pela ANP.

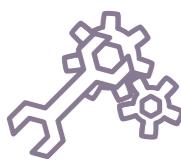
Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes

Segundo a ANP, o descomissionamento de 3.773 poços em todo o Brasil deverá gerar um investimento de R\$ 70,2 bilhões entre 2025 e 2029. No Espírito Santo, estima-se que o descomissionamento de 403 poços resultará em um investimento de R\$ 5,36 bilhões no mesmo período, sendo R\$ 1,8 bilhão na Bacia do Espírito Santo e R\$ 3,6 bilhões nos campos contratantes do estado na Bacia de Campos. Quanto ao ambiente de operação, prevê-se um investimento de R\$ 181,03 milhões em terra e R\$ 5,18 bilhões no mar.

Esse montante total de R\$ 5,36 bilhões será destinado a diversas atividades nos

próximos cinco anos, incluindo abandono permanente (R\$ 3,9 bilhões), remoção de linhas (R\$ 634,7 milhões), remoção de demais equipamentos do sistema submerso (R\$ 520,8 milhões), desmobilização de Unidades de Exploração de Petróleo (UEP) (R\$ 167,6 milhões), arrasamento de poços (R\$ 73,3 milhões), recuperação ambiental (R\$ 46,0 milhões) e remoção de instalações associadas às Unidades de Produção Terrestre (R\$ 28,5 milhões).

19. Os PDIs recebidos são os programas que foram submetidos pelas operadoras à ANP e estão em análise, mas ainda não receberam aprovação oficial. Os aprovados são os que já passaram pelo processo de avaliação da ANP e receberam a autorização para sua execução. E, os encerrados refere-se aos descomissionamentos que já foram concluídos.



21
PDIs aprovados
no Espírito Santo
até 2024

Tabela 12 - Relação dos Programas de Descomissionamento (PDI) aprovados e recebidos no Estado do Espírito Santo em 2024

Ambiente	Bacia	PDI	Empresa	Situação
Terra	Espírito Santo	Mosquito	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Preto	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Albatroz	Petrosynergy	Aprovado
	Espírito Santo	Mosquito Norte	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Garça Branca	Central Resource	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Ibiribas	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Doce	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Corruíra	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Mariricu Sul	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Mariricu	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Lagoa Parda Sul	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Preto	Seacrest	Recebido
	Espírito Santo	Lagoa Do Doutor	Vipetro Petróleo	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Barra Seca	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Barra Do Ipiranga	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Itaúnas Leste	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Rio São Mateus Oeste	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Mariricu Oeste	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Jacupemba	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Native Oeste	Petrobras	Aprovado
Mar	Campos	Fpsos Capixaba	Petrobras	Aprovado
	Campos	Abalone	Shell	Recebido
	Campos	Argonauta	Shell	Recebido

Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes

Gráfico 33 - Investimentos Previstos para o Programas de Descomissionamento de Instalações PDI no Espírito Santo (em milhões R\$) – 2025 a 2029



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório Findes

ARTICULAÇÃO E INOVAÇÃO FORTALECEM INDÚSTRIA DE PETRÓLEO E GÁS NO ESPÍRITO SANTO

A articulação do setor produtivo e a inovação nas empresas são fundamentais para o fortalecimento da indústria de petróleo e gás no Espírito Santo. É a partir desta combinação que temos um ambiente mais competitivo, sustentável e atrativo para investimentos. E, ao mesmo tempo, é possível otimizar processos produtivos e consolidar um estado como um polo estratégico para a indústria de óleo e gás no Brasil.

Nesse contexto, o Fórum Capixaba de Petróleo, Gás e Energia (FCPGE) – coordenado pela Federação das Indústrias do Espírito Santo (Findes) e que conta com a participação de mais de dez empresas, além de instituições como Sebrae e Governo do ES –, vem desempenhando um papel estratégico.

Ao longo dos últimos anos, diversas ações foram conduzidas para apoiar o desenvolvimento da indústria de petróleo e gás no Estado, garantindo a segurança jurídica necessária às operações e criando um ambiente regulatório mais previsível e eficiente. Essas iniciativas envolvem discussões sobre mecanismos e processos regulatórios, monitoramento de procedimentos administrativos, contribuição na elaboração de regulamentações e articulação entre diferentes partes interessadas.

Na linha de advocacy, temos atuado na intermediação entre setor produtivo e poder público, buscando não apenas facilitar investimentos, mas garantir que estes ocorram dentro de um modelo que

Vale lembrar que o Fórum tem papel ativo na disponibilização de dados técnicos que embasam a tomada de decisões e a construção de agendas conjuntas com o Governo do Estado, garantindo que os gestores públicos tenham acesso a informações atualizadas sobre a evolução do setor e seus principais desafios. Esse trabalho tem sido essencial para estruturar políticas mais alinhadas à realidade da indústria e proporcionar um ambiente de negócios mais competitivo e sustentável.

É com o diálogo e a produção de informações técnicas – como as contidas no Anuário da Indústria de Petróleo e Gás no Espírito Santo, produzido pelo Observatório Findes – que contribuímos para a consolidação de projetos, a atração de investimentos e a implementação de políticas

que equilibram desenvolvimento econômico, sustentabilidade e bem-estar social. Já com participações em feiras e eventos setoriais, conseguimos ampliar o acesso à informação e gerar oportunidades de negócios para empresas locais.



Ruby Salomão Amador

Secretária executiva do Fórum Capixaba de Petróleo, Gás e Energia

O Fórum Capixaba de Petróleo, Gás e Energia (FCPGE) tem papel ativo na disponibilização de dados técnicos que embasam a tomada de decisões e a construção de agendas conjuntas com o Governo do Estado

beneficie a sociedade capixaba como um todo. Nos últimos dois anos, o Fórum tem se dedicado às iniciativas que visam fortalecer o setor no Espírito Santo, articulando soluções para desafios regulatórios, tributários e institucionais.

Entre elas estão ações que incluem, por exemplo, o licenciamento estadual do desinvestimento do Campos de Golfinho e Camarupim, ambos na Região Norte do Estado. Nessas iniciativas, apoiamos à priorização do processo por meio do programa Código Verde do Governo do ES, garantindo maior previsibilidade regulatória para a aquisição dos campos.

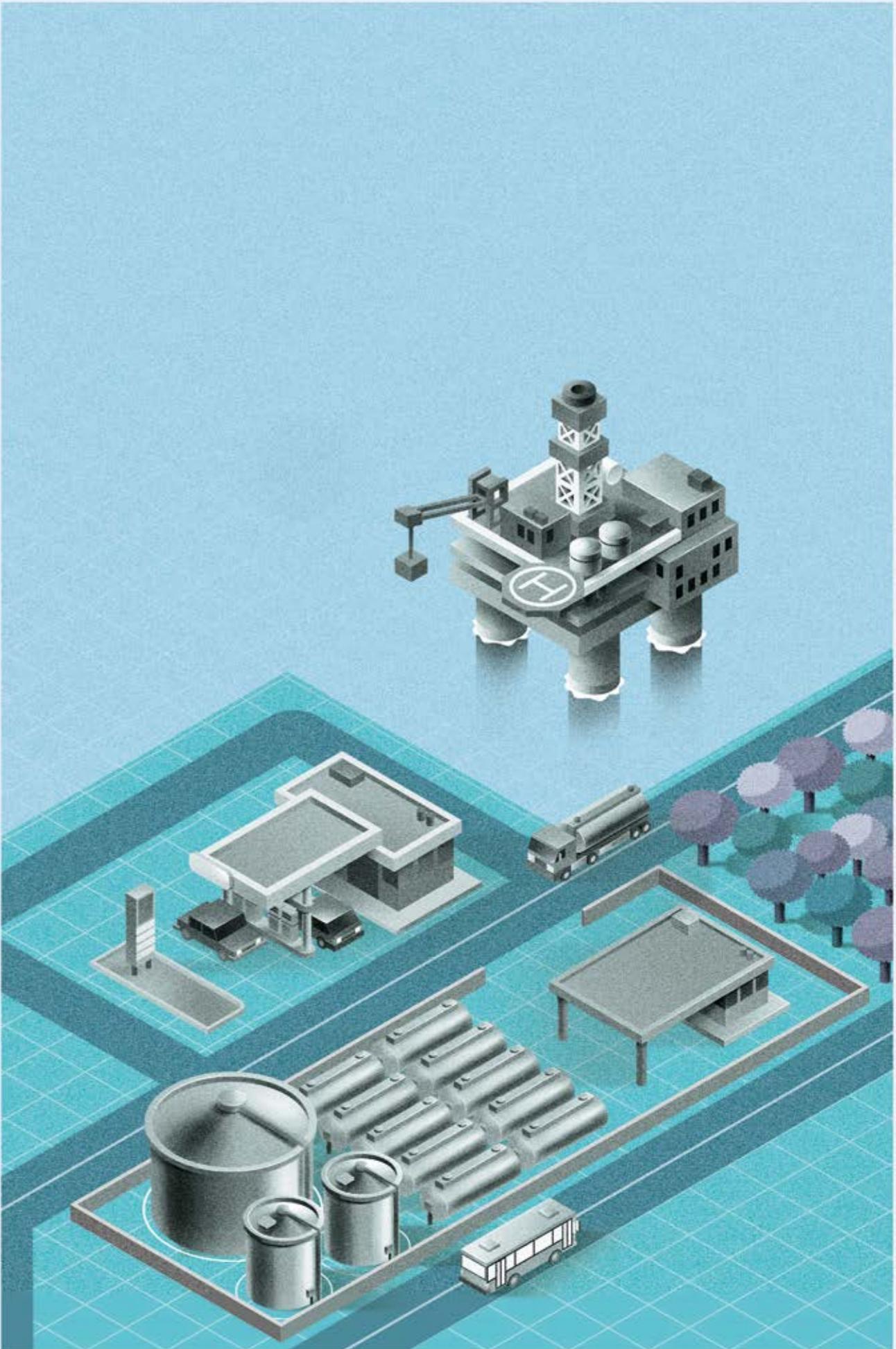
- Participação como Amicus Curiae em processos judiciais em defesa do sistema de licenciamento federal, contribuindo para a execução de atividades offshore e para a preservação das contrapartidas ambientais estabelecidas pelo órgão regulador;
- Trabalho junto ao poder público em pleitos tributários para a internalização de convênios de ICMS, garantindo maior competitividade ao Espírito Santo, facilitando a atração de empresas e atividades logísticas voltadas ao setor offshore;
- Atuação para impedir a limitação do uso de recursos das cláusulas de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) nos estados do Sudeste brasileiro, garantindo que esses investimentos sejam aplicados de forma estratégica;
- Apoio à destinação de receitas provenientes da exploração de petróleo e gás (royalties e participações especiais) para investimentos em processos estruturantes que promovam o desenvolvimento econômico e social dos municípios capixabas;

Essas e outras iniciativas, realizadas ao longo dos últimos anos, chancelam a importância da articulação entre setor produtivo, governo e sociedade para a cons-

Também acompanhamos a operação do Polo Norte Capixaba e Lagoa Parda, localizados no Norte do Estado, com suporte ao processo de licenciamento e reativação dos campos terrestres, promovendo a retomada da produção e a geração de empregos na região. Já no caso do processo de licenciamento do Campo de Wahoo, Norte do ES, organizamos agendas institucionais com parlamentares e órgãos reguladores para viabilizar o projeto, assegurando a inserção do Espírito Santo na rota de novos investimentos offshore.

Outros exemplos de atuação do Fórum junto ao setor de óleo e gás são:

trução de um ambiente mais favorável ao crescimento econômico, sempre com foco na sustentabilidade e na competitividade do Espírito Santo.



ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário Estatístico Brasileiro Do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024**. Rio de Janeiro: ANP, 2024.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Comunicado**: ANP e Petrobras assinam acordo para encerramento de ação judicial sobre Campo de Jubarte. Rio de Janeiro: ANP, 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-e-petrobras-assinam-acordo-para-encerramento-de-acao-judicial-sobre-campo-de-jubartei>. Acesso em: dezembro de 2024.

Dados Abertos – Pesquisa e Desenvolvimento e Inovação (PD&I). Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/dados-abertos-pesquisa-e-desenvolvimento-e-inovacao-pd-i>>. Acesso em: dezembro de 2024.

Declaração de comercialidade. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/orientacoes-aos-concessionarios-e-contratados/declaracao-de-comercialidade>>. Acesso em: dezembro de 2024.

Descomissionamento de instalações. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/descomissionamento-de-instalacoes>>. Acesso em: fevereiro de 2025.

Edital de licitações de oferta permanente. Versão nº 02.02. [Outorga de contratos de concessão para exploração ou reabilitação e produção de petróleo e gás natural]. ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, 30 de julho de 2021.

Indícios de hidrocarbonetos. Disponível em: <<https://cpl.anp.gov.br/anp-cpl-web/public/sigep/consulta-hidrocarbonetos-constatados/consulta.xhtml>>. Acesso em: fevereiro de 2025.

Investimentos em PD&I. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-p-d-i>>. Acesso em: janeiro de 2025.

Oferta Permanente. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente>>. Acesso em: março de 2025.

Projetos de PD&I. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-pd-i/novo-projetos-de-pd-i>>. Acesso em: março de 2025.

Royalties. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/orientacoes-aos-concessionarios-e-contratados/declaracao-de-comercialidade>>. Acesso em: março de 2025.

Participações governamentais consolidadas. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>>. Acesso em: março de 2025.

Participação Especial. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacoes-governamentais-consolidadas/participacao-especial>>. Acesso em: março de 2025.

Painel Dinâmico de Campos em Desenvolvimento e Produção. 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-campos-em-desenvolvimento-e-producao>>. Acesso em: março de 2025.

Painel Dinâmico Descomissionamento de Instalações e Exploração e Produção. 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-descomissionamento-de-instalacoes-de-exploracao-e-producao>>. Acesso em: março de 2025.

Painel Dinâmico de Poços na Fase de Produção. 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-de-pocos-na-fase-de-producao>>. Acesso em: março de 2025.

Painel Dinâmico de Estimativas de Royalties e de Participação Especial. 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-estimativas-de-royalties-e-de-participacao-especial>>. Acesso em: março de 2025.

Painel Dinâmico de Obrigações de Investimento em PD&I. 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-de-obrigacoes-de-investimento-em-pd-i>>. Acesso em: março de 2025.

BP. **Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>>. Acesso em: dezembro de 2023.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY **Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector**, OECD Publishing, Paris, 2021. Disponível em: <<https://doi.org/10.1787/c8328405-en>>. Acesso em: dezembro de 2024.

MIDC - Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços. **Comex Stata**. Disponível em: <<http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>>. Acesso em: março de 2025.

MT-Ministério do Trabalho. **Relação Anual de Informações Sociais (Rais)**. Distrito Federal, 2023.

OBSERVATÓRIO DA INDÚSTRIA ES. **Exercício proposto para a projeção da produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo**. Nº 01/2022.

RODRIGUES, R. M. (2018). **Impactos dos investimentos do setor petrolífero na população ocupada do Espírito Santo: enfoque no mercado de trabalho formal**. Anais do Encontro Internacional e Nacional de Política Social, Vitória, 1(1), 1-3.

World Bank. 2025. Global Economic Prospects, January 2025. Washington, DC: World Bank. doi:10.1596/978-1-4648-2017-5.

License: Creative Commons Attribution CC BY 3.0 IGO. Disponível em: <<https://www.worldbank.org/pt/publication/global-economic-prospects>>. Acesso em: janeiro de 2025.

FUNCEX - Fundação Centro de Estudos do Comércio Exterior. **Funcex Data**. Disponível em: <<https://funcex.org.br/>>. Acesso em: março de 2025.

A

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP): órgão regulador do mercado de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil, exceto na regulação da distribuição de gás natural, que é de competência estadual.

Águas rasas: águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral, onde a profundidade do leito marinho varia de 0 a -300 metros.

Águas profundas: águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral com profundidade do leito marinho de 300-1.500 metros.

Águas ultra profundas: águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral, onde a profundidade do leito marinho excede 1.500 metros.

B

Bônus de assinatura: recurso oferecido pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de exploração de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado em edital. Parte deste recurso é destinado à União e parte à ANP.

Bacia sedimentar: depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás, associados ou não.

Bacia madura: bacia sedimentar de petróleo cuja produção já se encontra em declínio.

Barril de óleo equivalente (boe): unidade de medida que soma os volumes de produção de óleo e de gás, considerando a equivalência de 1.000 m³ de gás ≈ 6,28981 barris de petróleo (bbl).

Barril de petróleo por dia (bpd): unidade utilizada para referenciar a produção diária de barris de petróleo.

Bloco exploratório: área geograficamente delimitada dentro de uma bacia sedimentar, onde são desenvolvidas atividades de exploração de petróleo e gás natural.

Brent: tipo de petróleo extraído no Mar do Norte e comercializado na bolsa de Londres, cuja cotação é referência internacional para o preço do petróleo.

C

Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS): sigla em inglês para captura, uso e armazenamento de carbono. Trata-se de uma tecnologia em desenvolvimento utilizada para reduzir as emissões de CO₂ na atmosfera.

Campos de petróleo: área produtora de petróleo ou gás natural, composta por um reservatório contínuo ou por múltiplos reservatórios, situados a profundidades variáveis, incluindo as instalações e os equipamentos destinados à produção. (Fonte: Lei nº 9.478, de 6/8/1997).

Campos maduros: campos de petróleo cuja produção já se encontra em declínio.

Campos marginais: áreas inativas nas quais não houve produção de petróleo e/ou gás natural ou a produção foi interrompida por falta de interesse econômico.

Campos devolvidos: áreas devolvidas à ANP realizada por meio da Notificação de Devolução de Área. O ato de devolução do campo implica na interrupção de todas as atividades de exploração na parcela devolvida, excetuadas as atividades de desativação de instalações e recuperação ambiental.

Cadeia produtiva do petróleo: conjunto de atividades da cadeia produtiva desde a extração do óleo bruto até a última fase de agregação de valor do setor, segmentada em quatro ramos: exploração, refino, indústria petroquímica e indústria de transformação.

Combustível fóssil: tipo de combustível não renovável, formado a partir da decomposição de resíduos orgânicos (como vegetais e determinados organismos) fossilizados ao longo de milhares de anos. São ricos em carbono, como o petróleo, o carvão e o gás natural.

Compensação Financeira: valor devido aos estados, aos municípios e à união pela utilização de recursos naturais, uma vez que estes entes são afetados pela atividade de exploração e produção.

Concessão: modalidade de delegação de uma atividade econômica pelo poder público, geralmente mediante processo concorrencial, a um agente econômico que comprove capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado. No Brasil, o contrato administrativo de delegação celebrado pela ANP, que outorga a empresas o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no território brasileiro.

Concessionário: empresa constituída sob as leis brasileiras, com sede e administração no Brasil, com a qual a ANP celebra contrato de concessão para exploração e produção de petróleo ou gás natural em bacia sedimentar localizada no território nacional.

Consumo de petróleo: atividade que consiste na utilização do óleo bruto de petróleo para fabricação de produtos derivados o petróleo.

Conteúdo Local: Os contratos de exploração e produção de P&G incluem a cláusula de conteúdo local, instrumento que determina que parte dos bens e serviços adquiridos para atividades de exploração e produção no Brasil deve ser nacional. Além disso, estabelece também preferência pela contratação de fornecedores brasileiros sempre que suas ofertas apresentarem condições equivalentes aos dos outros fornecedores convidados a apresentar propostas.

Cessão onerosa: modelo de cessão de uma área exploratória para a Petrobras – negociação bilateral, mediante a contrapartida do pagamento de determinado valor, o qual foi regulamentado pela Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, limitando a exploração

em até 5 bilhões de boe.

Coque: combustível derivado da aglomeração de carvão e que consiste de matéria mineral e carbono, fundidos juntos. É um resíduo sólido e coeso restante da destilação destrutiva de carvão, petróleo ou outros resíduos carbonáceos e contendo, principalmente, carbono.

D

Declaração de Comercialidade: notificação formal do concessionário à ANP, por meio da qual é declarada a existência de uma jazida considerada comercialmente viável dentro da área de concessão.

Declaração de indício de hidrocarbonetos: os contratos de concessão estabelecem prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção. Segundo estes contratos, o concessionário é obrigado a comunicar à ANP qualquer indício de hidrocarboneto ou de outros recursos minerais na área de concessão no prazo máximo de 72 horas após a descoberta.

Derivados de petróleo: produtos decorrentes da transformação do petróleo.

Descomissionamento: conjunto de ações legais, técnicas e procedimentos de engenharia aplicados de forma integrada a um duto, com o objetivo de assegurar que sua desativação ocorra em conformidade com requisitos de segurança, preservação ambiental, confiabilidade e rastreabilidade de informações e documentos.

E

Energia primária: forma como a energia está disponível na natureza, em seu estado bruto, antes de qualquer processo de conversão ou transformação. Exemplos incluem o vento, a água dos rios, o carvão e o gás natural.

Energia renovável: energia gerada a partir de recursos naturais que se regeneram, ou seja, que são inesgotáveis, tais como as energias solar, eólica, hidrelétrica, geotérmica e de biomassa.

Exajoule: unidade de medida de energia adotada pelo Sistema Internacional de Unidades (SI). Um exajoule (EJ) equivale a 10^{18} joules (J). Para referência, uma caloria equivale a 4,1868 J.

F

Fase de exploração: tem por objetivo descobrir e avaliar jazidas de petróleo e/ou gás natural. As atividades exploratórias envolvem a aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magnetométricos, geoquímicos, perfuração e avaliação de poços, dentre outras, devendo obrigatoriamente contemplar o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo (PEM) acordado com a ANP.

Fase de produção: aquela em que as acumulações de petróleo e/ou gás natural descobertas e que tiveram sua viabilidade comercial comprovada dão origem a um campo produtor, sendo desenvolvidas e postas em produção para abastecer o mercado.

G

Gás Natural: hidrocarboneto que permaneça em estado gaseoso nas condições atmosféricas normais, extraído diretamente a partir de reservatórios petrolíferos ou gasíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros.

H

Hidrocarboneto: composto químico constituído apenas por átomos de carbono e hidrogênio. O petróleo e o gás natural são exemplos de hidrocarbonetos.

L

Lavra: conjunto de operações coordenadas voltadas à extração de petróleo ou gás natural de uma jazida, incluindo o preparo do recurso para sua movimentação.

M

Matriz Energética: conjunto de fontes de energia utilizadas para suprir a demanda mundial, nacional ou regional por energia. Essas fontes podem ser renováveis (como eólica, hidrelétrica, solar, entre outras) ou não renováveis (como petróleo, carvão mineral, gás natural e energia nuclear).

N

Notificação de devolução de área: comunicação escrita, feita pelo Concessionário à ANP, da devolução de áreas, nas circunstâncias previstas em Contrato, que contém a relação de Bens Reversíveis existentes na parcela a ser devolvida e a delimitação do polígono das áreas a serem retidas.

O

Offshore: ambiente marinho, zona de transição terra-mar ou área localizada no mar.

Onshore: ambiente terrestre ou área localizada em terra.

Oferta permanente: principal modelo de licitação de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Existem duas modalidades de Oferta Permanente, conforme o regime de contratação: a Oferta Permanente de Concessão (OPC) e a Oferta Permanente de Partilha da Produção (OPP).

P

Pagamento pela ocupação ou retenção de área: valor pago pelos concessionários aos proprietários de terra onde são realizadas as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Este pagamento é feito de duas formas: (i) anual, por meio de valores unitários em reais por quilômetro quadrado da área de concessão fixados no edital e no contrato, sendo aplicáveis, sucessivamente, às fases de exploração, desenvolvimento e produção. A determinação deste valor é feita pela ANP e leva em conta as características geológicas e a localização da bacia sedimentar; (ii) mensal, por meio da multiplicação do equivalente a 1% do volume total de produção de petróleo e gás natural do campo, durante o mês de apuração, pelos seus respectivos preços de referência.

Participação Especial: constitui compensação financeira extraordinária devida à União, Estados e Municípios, conforme a resolução ANP nº 12/2014, pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade.

Participações Governamentais: pagamentos a serem realizados pelos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural, nos termos dos arts. 45 a 51 da Lei nº 9.478, de 1997, e do Decreto nº 2.705, de 1998.

Partilha de Produção: modelo de exploração e produção de petróleo, de gás natural, que prevê não apenas o pagamento de royalties, como também a divisão física da produção de hidrocarbonetos descontados os custos incorridos nas atividades de exploração e produção. Atualmente é regulamentado pela Lei nº 12.351, de 22/12/2010.

Petróleo: todo e qualquer hidrocarboneto líquido em seu estado natural, a exemplo do óleo cru e condensado, o qual tem a sua exploração e produção regulamentado pela Lei nº 9.478, de 6/8/1997.

Plano de desenvolvimento: é o instrumento de planejamento do desenvolvimento e da produção, abrangendo todo o ciclo de vida do campo de petróleo. Nele são descritas as atividades e os investimentos que serão realizados, de modo que todos os outros planos de médio e curto prazo terão de ser com ele coerentes.

Poço abandonado permanentemente: poço onde não há interesse de reentrada futura e foram conduzidas operações para o estabelecimento dos conjuntos solidários de barreiras permanentes.

Poço abandonado temporariamente com monitoramento: poço onde há interesse de reentrada futura e foram conduzidas operações para o estabelecimento dos conjuntos solidários de barreiras, que devem ser periodicamente monitorados e/ou verificados.

Poço abandonado temporariamente sem monitoramento: poço onde há interesse de reentrada futura e foram conduzidas operações para o estabelecimento dos conjuntos solidários de barreiras não monitorados e/ou verificados.

Poço arrasado: poço abandonado permanentemente em que houve a remoção de todo equipamento relativo ao conjunto de cabeça de poço e o corte do revestimento de superfície no fundo do ante poço.

Poço de Estocagem: poço que visa a permitir operações de estocagem de gás natural, incluindo injeção, retirada e monitoramento.

Poço de petróleo: perfuração na superfície terrestre utilizada para produzir petróleo e/ou gás natural.

Poço em observação: poço instrumentado para monitoramento de pressões em reservatório produtor de hidrocarbonetos ou de estocagem de gás natural.

Poço especial: poço que visa a objetivos específicos que não se enquadram nas finalidades anteriormente definida.

Poço exploratório de extensão: poço que visa a delimitar a acumulação de petróleo ou gás natural e/ou investigar contato entre fluidos, comunicação entre regiões de um reservatório, e propriedades que permitam caracterizá-lo.

Poço exploratório de injeção: poço que visa à injeção de fluidos no reservatório com o objetivo de melhorar a recuperação de hidrocarbonetos.

Poço exploratório de produção: poço que visa a drenar uma ou mais jazidas de um campo.

Poço exploratório estratigráfico: poço que visa a conhecer a coluna estratigráfica e obter outras informações geológicas de superfície em uma bacia ou região pouco explorada;

Poço exploratório para prospecto mais profundo: poço que visa a testar a ocorrência de acumulações ou condições geológicas favoráveis mais profundas em determinada área.

Poço exploratório para prospecto mais raso: poço que visa a testar a ocorrência de acumulações ou condições geológicas favoráveis mais rasas em determinada área

Poço exploratório pioneiro adjacente: poço que visa a testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em área adjacente a uma descoberta.

Poço exploratório pioneiro: poço que visa a testar a ocorrência de petróleo ou gás natural em um ou mais objetivos de um prospecto geológico ainda não perfurado.

Poço fechado: poço completado que já entrou em operação de produção ou injeção, mas se encontra fechado, aguardando normalização de condições de superfície, estudos adicionais para tomada de decisão, ou intervenção com sonda para reavaliação, recompletação, restauração, abandono, entre outros.

Poço injetando: poço operando como injetor de fluidos para melhoria da recuperação de hidrocarbonetos do reservatório.

Poço injetando para estocagem: poço operando como injetor de fluidos para estocagem de gás natural.

Poço operando para descarte: poço operando para descarte de fluidos produzidos por outros poços ou descarte de efluentes diversos gerados nas atividades de exploração e produção, em zonas que não produzem naquele momento.

Poço produzindo: poço operando como produtor de hidrocarbonetos.

Poço produzindo e injetando: poço operando simultaneamente produzindo hidrocarbonetos e injetando fluidos (em intervalos distintos).

Poço retirando gás natural estocado: poço operando para a retirada de gás natural de um reservatório de estocagem.

Pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo da Lei nº 12.351/2010, bem como outras regiões que

venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.

Preço de referência: valor calculado com base nas características físico-químicas da corrente de petróleo. Para cada campo, realiza-se a análise dos pontos de ebulação verdadeiros (curva PEV), que define as frações leves, médias e pesadas do petróleo. A partir dessas frações, o valor do petróleo é estimado utilizando cotações de derivados no mercado internacional.

Produção de Petróleo: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação, nos termos definidos no inciso XVI do art. 6º da Lei nº 9.478, de 1997, ou, ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção, conforme se depreenda do texto, em cada caso.

Programa Exploratório Mínimo (PEM): conjunto de atividades exploratórias a serem executadas pelo concessionário durante a fase de exploração, definido pela ANP com base em critérios de avaliação das áreas a serem exploradas.

R

Refino de petróleo: atividade desenvolvida por uma unidade industrial que utiliza como matéria-prima o petróleo vindo de unidade de extração e produção de um campo e que, por meio de processos que incluem aquecimento, fracionamento, pressão, vácuo e reaquecimento na presença de catalisadores, gera derivados de petróleo desde os mais leves (gás de refinaria, GLP, nafta) até os mais pesados (bunker, óleo combustível), além de fra-

ções sólidas, tais como coque e resíduo asfáltico.

Repetráveis: são bens em um regime aduaneiro especial de exportação e de importação, os quais se destinam às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural, com suspensão dos tributos aduaneiros.

Reservas provadas: quantidade de Petróleo ou Gás Natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza que se trata de um poço economicamente viável, cujos investimentos são recuperáveis comercialmente.

Rodadas de licitação: ação organizada pela ANP, que tem como objetivo o leilão entre empresas e/ou consórcios interessados em adquirir áreas exploratórias em concessões ou de partilha.

Royalties: constituem compensação financeira devida à União, Estados e municípios, pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural a serem pagos mensalmente de acordo com o volume de produção do mês, em determinado campo, a partir do início da produção;

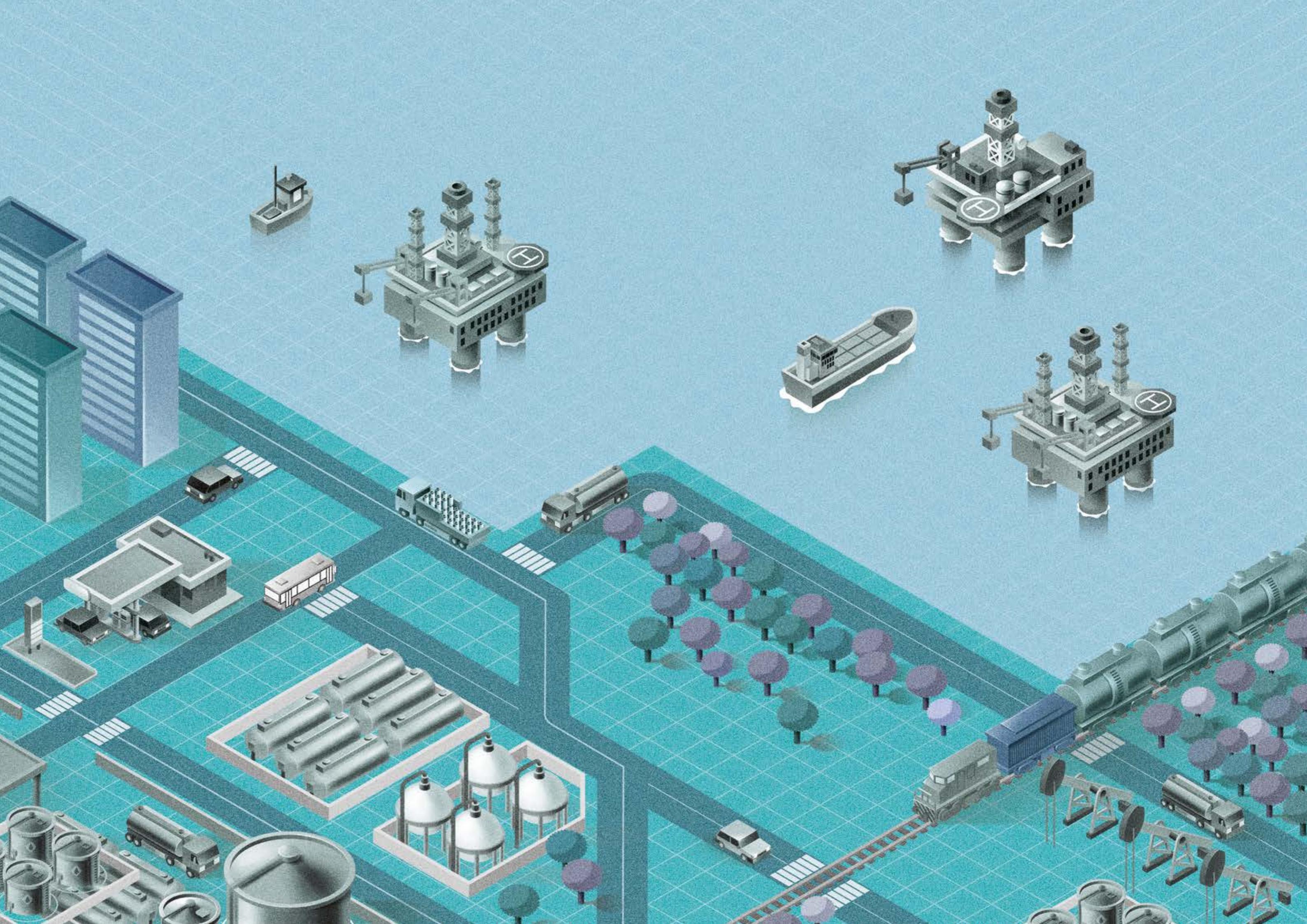
U

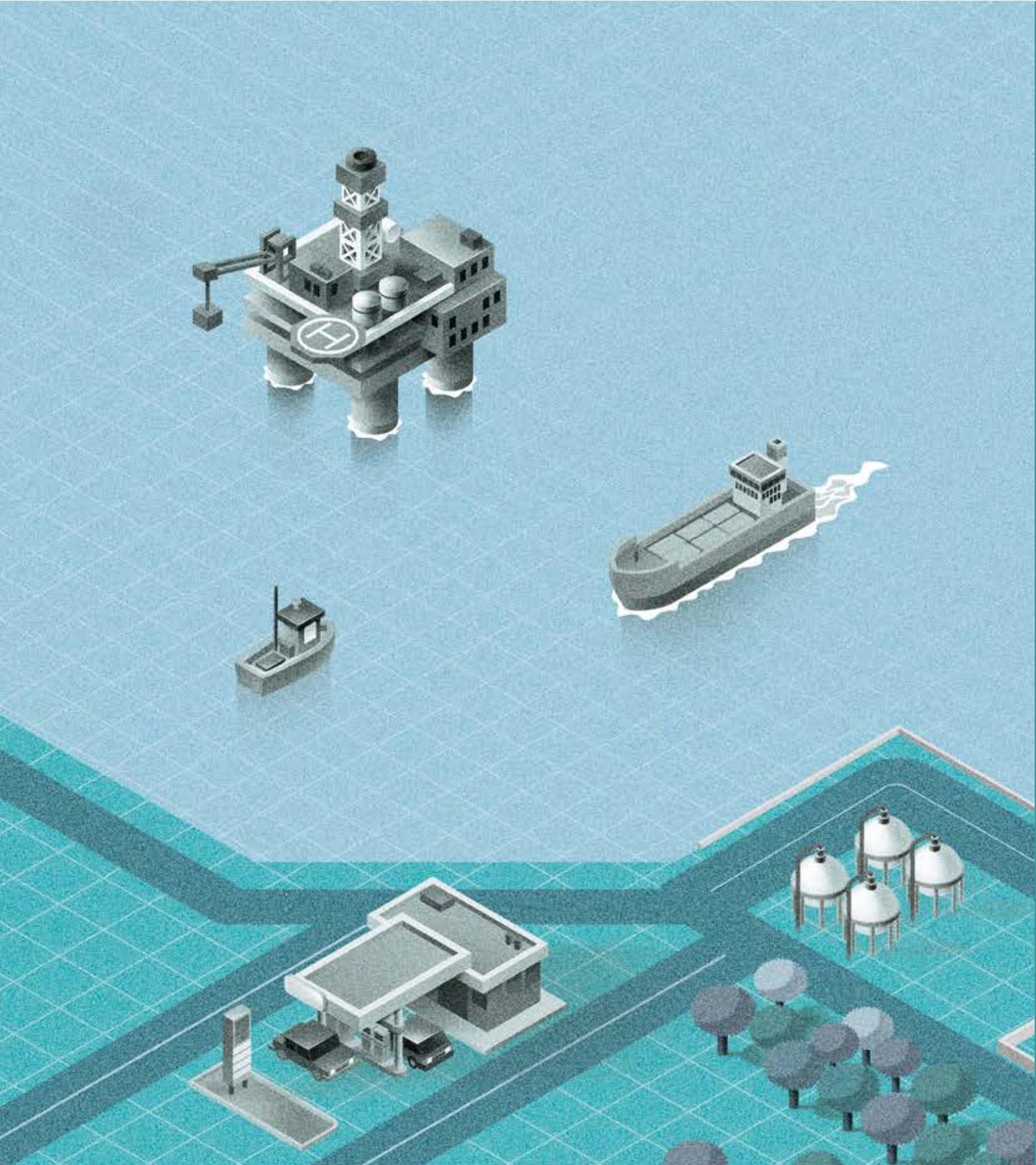
Unidade de Produção (Exploração e Produção): conjunto de instalações destinadas a promover a separação, tratamento, estocagem e escoamento dos fluidos produzidos e movimentados num campo de petróleo e gás natural.

Upstream: segmento da indústria de petróleo que inclui as atividades de exploração, desenvolvimento, produção e o transporte do petróleo até as refinarias.

W

WTI (West Texas Intermediate): petróleo extraído a partir da Bacia do Permiano, no oeste do Texas e leste do Novo México, comercializado na bolsa de Nova York. A sua cotação serve como referência internacional para o preço do petróleo.





FINDES Observatório
FINDES

Apoio: