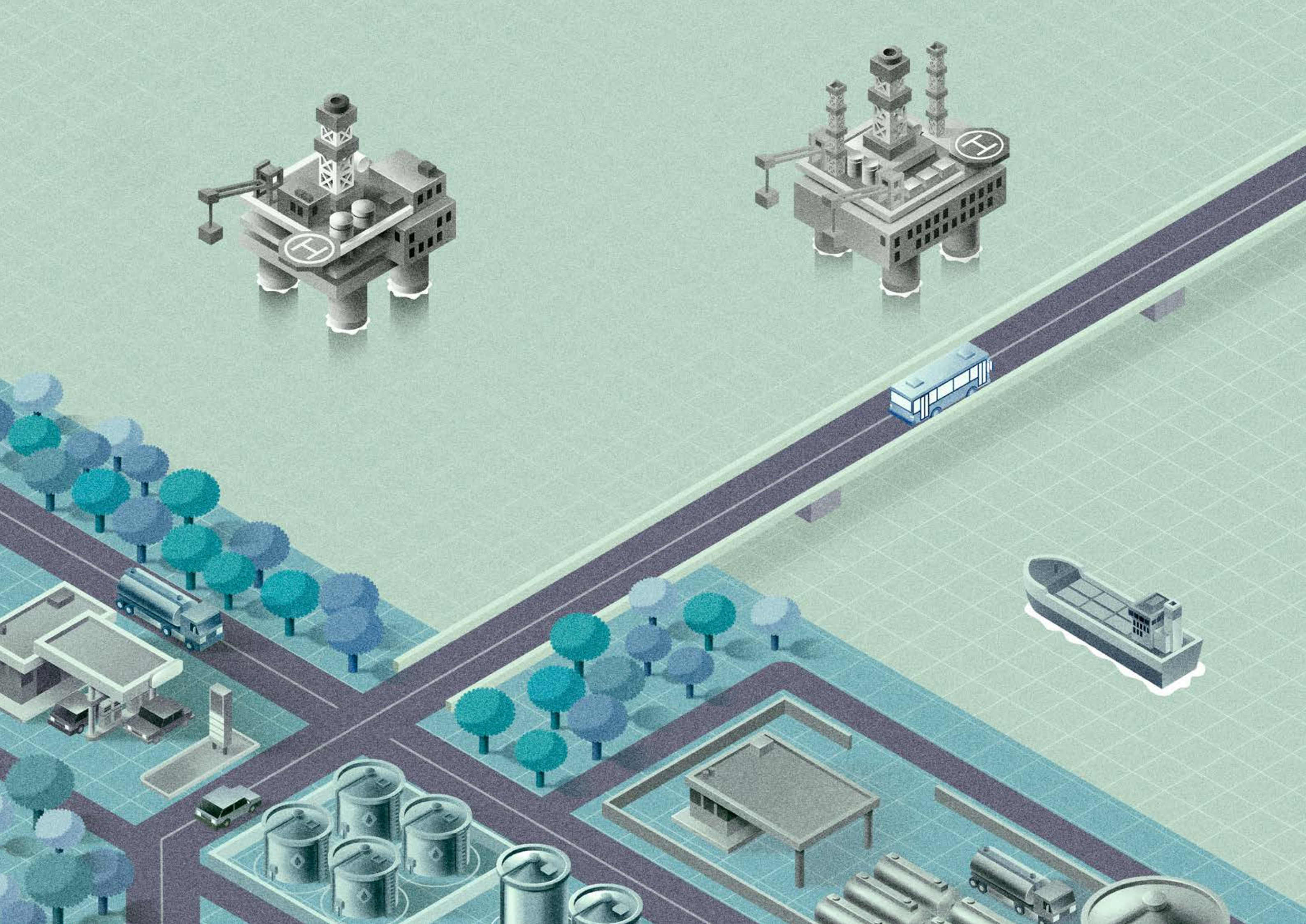


Anuário
da indústria
do petróleo e
gás natural no
Espírito Santo
2024





REALIZAÇÃO

Federação das Indústrias do Estado do Espírito Santo – Findes
Cristhine Samorini – Presidente

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

Federação da Indústria do Estado do Espírito Santo - Findes
Roberto Campos de Lima - Diretor Geral

Gerência Executiva do Observatório da Indústria – Sesi/ES e Senai/ES
Marília Gabriela Elias da Silva – Gerente Executiva

Equipe Técnica

Nathan Marques Diirr – Gerente de Ambiente de Negócios
Francisco Carlos Batistini Brunoro Junior – Analista de Estudos e Pesquisas
Jordana Teatini Duarte – Analista de Estudos e Pesquisas
Marcos Vinicius Chaves Moraes – Analista de Estudos e Pesquisas
Paula Brandão Miqueletto - Analista de Estudos e Pesquisas
Yuri Pimentel Coelho – Analista de Estudos e Pesquisas
João Vitor Massariol Soares - Estagiário

Projeto Gráfico, Diagramação, Revisão e Ilustração
Curumim – Vida Para Marcas

Gerência de Ambiente de Negócios do Observatório da Indústria
Av. Nossa Senhora da Penha, 2053, 2º andar, Santa Lúcia,
Vitória, ES, CEP: 29.056-913 | (27) 3334-5626

✉ observatoriodaindustria@findes.org.br

🌐 www.portaldaindustria-es.com.br

✂️ [@Observ_Ind_ES](https://twitter.com/Observ_Ind_ES)

📌 [@observatoriodaindustriaes](https://www.linkedin.com/company/observatoriodaindustriaes)

Receba nossas novidades: (27) 98818-2897

APOIO:



OBSERVATÓRIO DA INDÚSTRIA. 2024- . **Anuário da Indústria do Petróleo no Espírito Santo.** - Vol. 7. Espírito Santo: Observatório da Indústria, 2024. 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

A produção de petróleo e gás natural vem crescendo no Espírito Santo e estamos diante de novas oportunidades. Entre os estados produtores, somos o terceiro maior de petróleo e o quinto de gás natural, mas temos potencial de ir além em um segmento de grande relevância e que representa 25,5% da indústria capixaba.

Atualmente, a cadeia produtiva do setor no Espírito Santo conta com 565 empresas e gera mais de 11,2 mil empregos de qualidade e com uma das melhores médias de remuneração. Além disso, o segmento é um dos que mais investe em pesquisa e desenvolvimento de novas tecnologias.

Informações e dados como esses sobre produção, exploração e toda a cadeia que o setor movimenta estão na 7ª edição do Anuário do Petróleo e Gás Natural do Espírito Santo – documento produzido pelo Observatório da Indústria da Findes –, que também antecipa cenários e apresenta projeções essenciais para entendermos para onde caminha o segmento.

Um dos destaques trazidos pela publicação é a recuperação produtiva dos poços. O ano de 2023 marcou a retomada do crescimento da produção de petróleo e gás

que, desde 2016, vinha apresentando declínio. No ano passado, o Espírito Santo produziu 23% a mais de petróleo do que em 2022. Já com relação ao gás natural, o incremento foi de 22,5%.

Parte desse resultado é fruto do novo momento vivido pelo onshore capixaba. Nos últimos anos, a entrada de junior oils e a diversificação das operadoras contribuíram para fortalecer a atividade terrestre, movimento esse que contou com a participação da Findes e do Fórum Capixaba de Petróleo, Gás e Energia.

Sem dúvida nenhuma avançamos até aqui e acreditamos que o futuro é ainda mais promissor, já que a extração de óleo e gás deve continuar aumentando ao longo dos próximos anos. Segundo projeções do Observatório da Indústria, entre 2024 e 2028, a produção de petróleo e gás natural deve avançar, em média, 5,1% e 5,2%, respectivamente.

A expansão produtiva do gás vem ao encontro da mudança da matriz energética do país rumo a uma energia mais limpa, uma vez que o gás será fundamental nessa transição para combustíveis mais sustentáveis.

Além disso, o uso do gás natural pode ser decisivo no contexto da nova política industrial, a NIB, que busca ser a fonte indutora da expansão e da modernização do parque industrial nacional e da ampliação da competitividade das empresas brasileiras.

Para alguns, o Anuário é uma fonte de dados. Para nós, ele é muito mais que isso! É o retrato das oportunidades e dos caminhos que escolhemos para desenvolver cada vez mais o nosso Estado.



Cris Samorini
Presidente da Findes





Marília Gabriela da Silva
Gerente Executiva do
Observatório da Indústria

APRESENTAÇÃO

Há 65 anos, um momento marcante na história do Espírito Santo se desdobrou quando o primeiro poço de petróleo foi perfurado no município de Conceição da Barra, inaugurando o início de uma nova era para o estado. À época, pouco conhecimento se tinha do potencial das reservas de petróleo e gás natural e tampouco se conheciam os desafios enfrentados para a implementação de um setor competitivo, dinâmico e caracterizado por constantes inovações tecnológicas.

Nos anos 2000, com o avanço dos investimentos e das pesquisas desempenhados na Bacia do Espírito Santo e na parte capixaba da Bacia de Campos, foram descobertos volumes expressivos de petróleo e gás natural (P&G). Em 2006, com o anúncio das reservas de petróleo e gás natural na camada do pré-sal, o Espírito Santo tornou-se palco de um movimento importante na indústria nacional.

Já na história mais recente do setor de P&G, o ano de 2023 marcou um ponto de inflexão, com um aumento expressivo da produção dos insumos, após seis anos consecutivos de queda do nível de atividade. As explicações remontam para a superação de problemas operacionais e também para a revitalização dos campos terrestres. O otimismo com a entrada das novas petroleiras se

consolidou e hoje o estado presencia uma nova fase da exploração de P&G.

A essa nova fase podemos listar como principais características a presença de novas petroleiras, a recuperação da produção onshore e um novo ciclo de investimentos anunciados para o estado com foco na revitalização da produção em reservatórios conhecidos.

Cabe ressaltar que para essa nova fase também são atribuídos desafios. A continuidade da exploração em áreas de fronteira da produção, a oferta de gás natural com preço competitivo para a indústria e os desafios da transição energética são os principais percalços a serem enfrentados. Contudo, sabemos que os desafios são parte inerente das atividades do setor e, para essa nova fase, espera-se que a contínua articulação entre os poderes públicos e privados possam consolidar estratégias para alcançarmos soluções prósperas.

É neste contexto que a 7ª edição do Anuário da Indústria do Petróleo e Gás Natural no Espírito Santo reúne as mais importantes variáveis de análises do setor para o Espírito Santo, aliando rigor técnico e informação estruturada, atualizada e confiável.

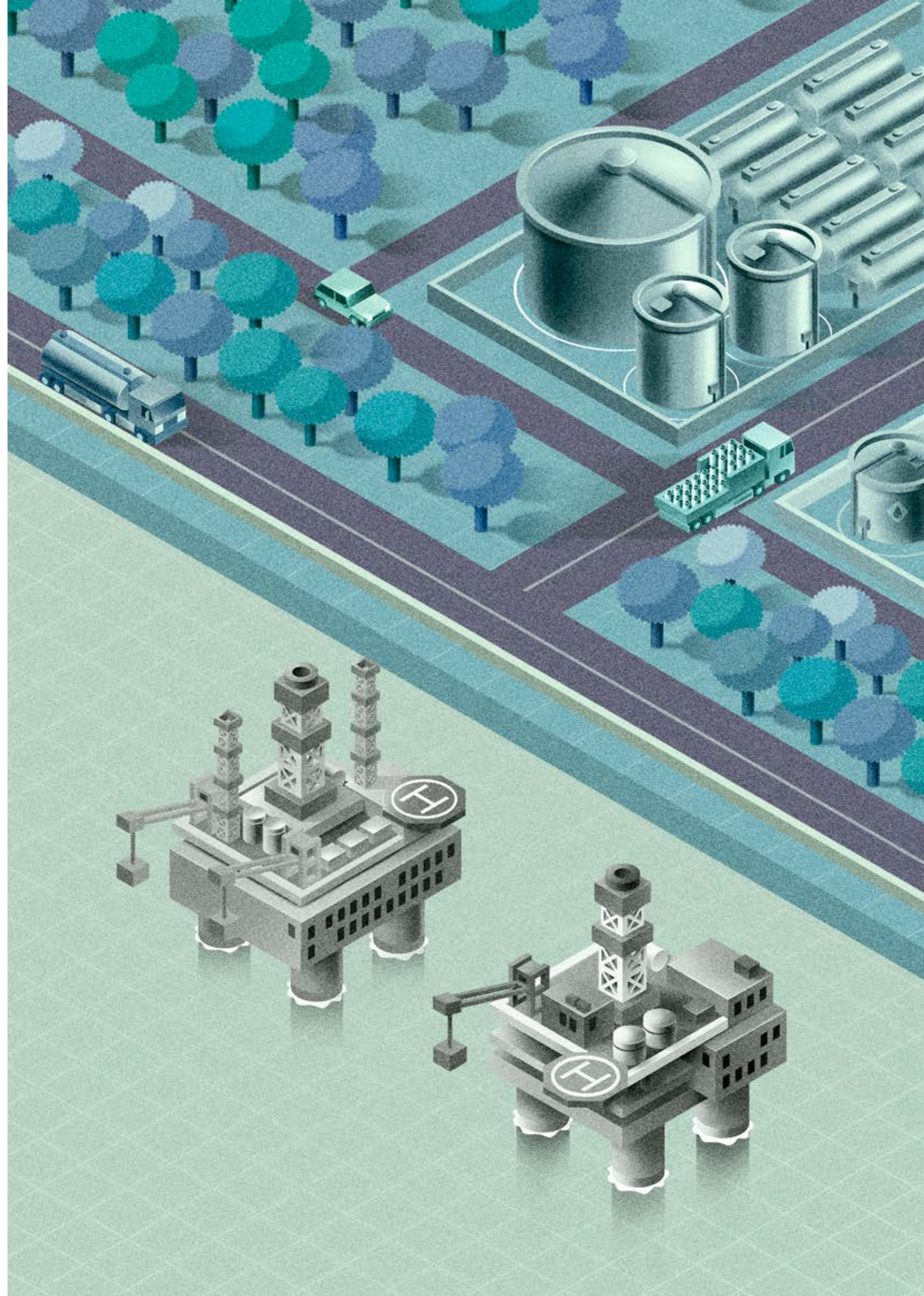
Boa leitura!



ACESSE AQUI O
PAINEL – INDÚSTRIA
DO PETRÓLEO E GÁS



ACCESS THE ENGLISH
EDITION OF THE DO-
CUMENT HERE



ÍNDICE DE GRÁFICOS, TABELAS E FIGURAS	10
--	-----------

1. PANORAMA INTERNACIONAL	12
----------------------------------	-----------

1.1. Consumo global de energia	13
--------------------------------	----

1.2. Produção e Consumo global de petróleo e gás natural	16
--	----

1.3. Reserva global de petróleo e gás natural	19
---	----

1.4. Capacidade e Refino global de petróleo	21
---	----

O PAPEL DO GÁS NATURAL NO BRASIL EM UM MUNDO EM TRANSIÇÃO PARA MENOR INTENSIDADE DE CARBONO	22
--	-----------

2. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO ESPÍRITO SANTO	26
---	-----------

2.1. Atividade perfuratória no Espírito Santo	27
---	----

2.2. Declarações de hidrocarboneto	29
------------------------------------	----

2.3. Declarações de comercialidade	30
------------------------------------	----

2.4. Reservas de petróleo e gás natural	31
---	----

2.4.1. Reservas offshore no Espírito Santo	32
--	----

2.4.2. Reservas onshore no Espírito Santo	33
---	----

2.5. Produção total de petróleo e gás natural	35
---	----

2.5.1. Produção de petróleo e gás natural offshore	37
--	----

2.5.2. Produção de petróleo e gás natural onshore	39
---	----

INVESTIMENTO DA PRIO: DESENVOLVIMENTO DA CADEIA DE FORNECEDORES	41
--	-----------

2.6. Projeção da produção	44
---------------------------	----

2.6.1. Projeção da produção offshore no Espírito Santo	44
--	----

2.6.2. Projeção da produção onshore no Espírito Santo	47
---	----

3. RELEXOS ECONÔMICOS	50
------------------------------	-----------

3.1. Empresas e empregos no encadeamento produtivo do setor de P&G	51
--	----

3.2. Participações Governamentais	54
-----------------------------------	----

BOX 1 - O NOVO ACORDO DO NOVO CAMPO JUBARTE	58
--	-----------

3.3. Setor externo	60
--------------------	----

3.4. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (Cláusula de PD&I da ANP)	62
---	----

4. OPORTUNIDADES PARA O ESPÍRITO SANTO	68
---	-----------

4.1. Investimentos Anunciados	69
-------------------------------	----

4.2. Venda de ativos de P&G	71
-----------------------------	----

4.3. Oferta Permanente	73
------------------------	----

4.4. Descomissionamento de instalações	77
--	----

PETRÓLEO E GÁS NO ESPÍRITO SANTO: RUMO A UM FUTURO SUSTENTÁVEL	80
---	-----------

REFERÊNCIAS	82
--------------------	-----------

GLOSSÁRIO	84
------------------	-----------

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Países com maior consumo de energia primária (em exajoules) – 2022	14
Gráfico 2	Participação dos combustíveis na matriz energética global (em % e em exajoules)	15
Gráfico 3	Países com maior participação de energias renováveis no consumo total de energia primária (em %) – 2022	15
Gráfico 4	Produção e consumo de petróleo no mundo (mil barris/dia)	16
Gráfico 5	Produção e consumo de gás natural no mundo (bilhões de m ³)	17
Gráfico 6	Reservas provadas de petróleo no mundo (bilhões de barris)	19
Gráfico 7	Reservas de gás natural no mundo (trilhões de m ³)	20
Gráfico 8	Capacidade e Refino de petróleo no mundo (mil barris/dia)	21
Gráfico 9	Poços perfurados onshore e offshore no Espírito Santo (em unidades)	28
Gráfico 10	Declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo (em unidades)	29
Gráfico 11	Declarações de comercialidade no Espírito Santo (em unidades)	31
Gráfico 12	Reservas de petróleo offshore no Espírito Santo (em milhões de barris)	33
Gráfico 13	Reservas de gás natural offshore no Espírito Santo (milhões de m ³)	33
Gráfico 14	Reservas de petróleo onshore no Espírito Santo (em milhões de barris)	34
Gráfico 15	Reservas de gás natural onshore no Espírito Santo (milhões de m ³)	35
Gráfico 16	Produção total de petróleo no Espírito Santo (mil barris/dia)	36
Gráfico 17	Produção total de gás natural no Espírito Santo (milhões de m ³ /dia)	36
Gráfico 18	Produção de petróleo offshore no Espírito Santo por localização (mil barris/dia)	38
Gráfico 19	Produção de gás natural no Espírito Santo por localização (milhões de m ³ /dia)	38
Gráfico 20	Produção de petróleo onshore no Espírito Santo (mil de barris)	40
Gráfico 21	Produção de gás natural onshore no Espírito Santo (milhões de m ³ /dia)	40
Gráfico 22	Projeção da produção offshore de petróleo no Espírito Santo (mil barris/dia)	46
Gráfico 23	Projeção da produção offshore de gás natural no Espírito Santo (em milhões de m ³ /dia)	47
Gráfico 24	Projeção da produção onshore de petróleo no Espírito Santo (em mil barris/dia)	48
Gráfico 25	Projeção da produção onshore de gás natural no Espírito Santo (em milhões de m ³ /dia)	48

Gráfico 26	Receita de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo (R\$ milhões)	55
Gráfico 27	Exportações de petróleo no Espírito Santo (em US\$ milhões FOB) e participação das exportações de petróleo no total das exportações do Espírito Santo (%)	60
Gráfico 28	Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Espírito Santo (nº de projetos)	64
Gráfico 29	Distribuição de Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI)	77
Gráfico 30	Investimentos Previstos para o Programas de Descomissionamento de Instalações PDI no Espírito Santo (em milhões R\$)	79

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1	Participação das principais empresas operadoras na produção de P&G onshore no Espírito Santo em 2023	52
Tabela 2	Número de empresas e empregos no encadeamento produtivo do setor de Petróleo e Gás Natural (P&G) no Espírito Santo - 2022	52
Tabela 3	Características do mercado de trabalho da cadeia de P&G no Espírito Santo – 2022	53
Tabela 4	Receita de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo (R\$ milhões)	56
Tabela 5	Exportações do setor de petróleo e gás natural no Espírito Santo (US\$ milhões)	62
Tabela 6	Importações do setor de petróleo e gás natural no Espírito Santo (US\$ milhões)	63
Tabela 7	Descrição dos projetos com recursos da cláusula de PD&I no Espírito Santo em 2023	66
Tabela 8	Principais projetos de investimento anunciados no setor de P&G no Espírito Santo para os próximos 5 anos	70
Tabela 9	Acompanhamento da venda de ativos de P&G no Espírito Santo	72
Tabela 10	Blocos exploratórios da Bacia do Espírito Santo arrematados no 4º Ciclo da Oferta Permanente da ANP	76
Tabela 11	Relação dos Programas de Descomissionamento (PDI) aprovados e recebidos no Estado do Espírito Santo	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Blocos exploratórios em oferta para declaração de interesse na Oferta Permanente no Espírito Santo	75
Figura 2	Blocos exploratórios em estudo para declaração de interesse na Oferta Permanente no Espírito Santo	75
Figura 3	Áreas com acumulações marginais em estudo para declaração de interesse na Oferta Permanente	76

Capítulo 1

PANORAMA
INTERNACIONAL

1.1 Consumo global de energia

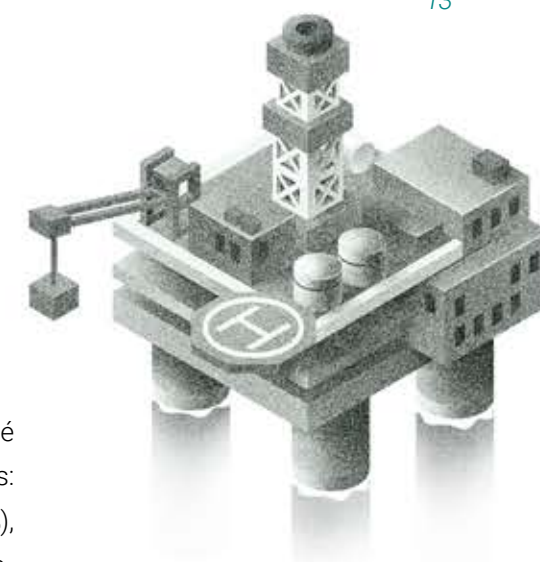
Em 2022, o consumo global de energia primária foi de 604 exajoules, valor 1,1% superior ao registrado no ano anterior.

O aumento é discreto se comparado ao registrado em 2021 (5,5%) e pode ser atribuído à desaceleração da atividade econômica mundial. De acordo com o Banco Mundial, em 2023 o Produto Interno Bruto (PIB) mundial registrou um crescimento de 2,4%, uma expansão inferior ao registrado em 2022, quando o mundo cresceu 3,0%. Para 2024, a instituição projeta um acréscimo de 2,4%, patamar ainda inferior ao registrado nos anos anteriores. Entre as explicações para essa desaceleração, constam o baixo nível de comércio e investimento nos países.

O consumo global de energia esteve concentrado em um grupo de dez países (gráfico 1) que, juntos concentram 67% do total de energia consumida no mundo. Apenas a China e os Estados Unidos registraram 42,3% do total da energia consumida no globo.

A matriz energética da China é composta pelas seguintes fontes: carvão (55,5%), petróleo (17,7%), gás natural (8,5%), energias renováveis (8,4%), hidroelétrica (7,7%), e energia nuclear (2,4%). Já a matriz energética dos Estados Unidos é composta pelas seguintes fontes: petróleo (37,7%), gás natural (33,1%), carvão (10,3%), energias renováveis (8,8%), energia nuclear (7,6%) e hidroelétrica (2,5%).

Nos últimos vinte anos, o consumo de energia primária no mundo registrou crescimento médio anual de 2,4%. O destaque para o período foi o aumento da participação das fontes de energias renováveis na matriz energética. Em 2002, as fontes renováveis representavam 0,8% e em 2022 subiram para 7,5% do total de energia consumida no mundo (gráfico 2). O crescimento do consumo dessas fontes esteve presente em regiões com maior participação no consumo total de energia primária, com destaque para China e Estados Unidos.



67%

do consumo global de energia está concentrado em um grupo de dez países

42,3%

da energia consumida no mundo se concentra na China e nos Estados Unidos

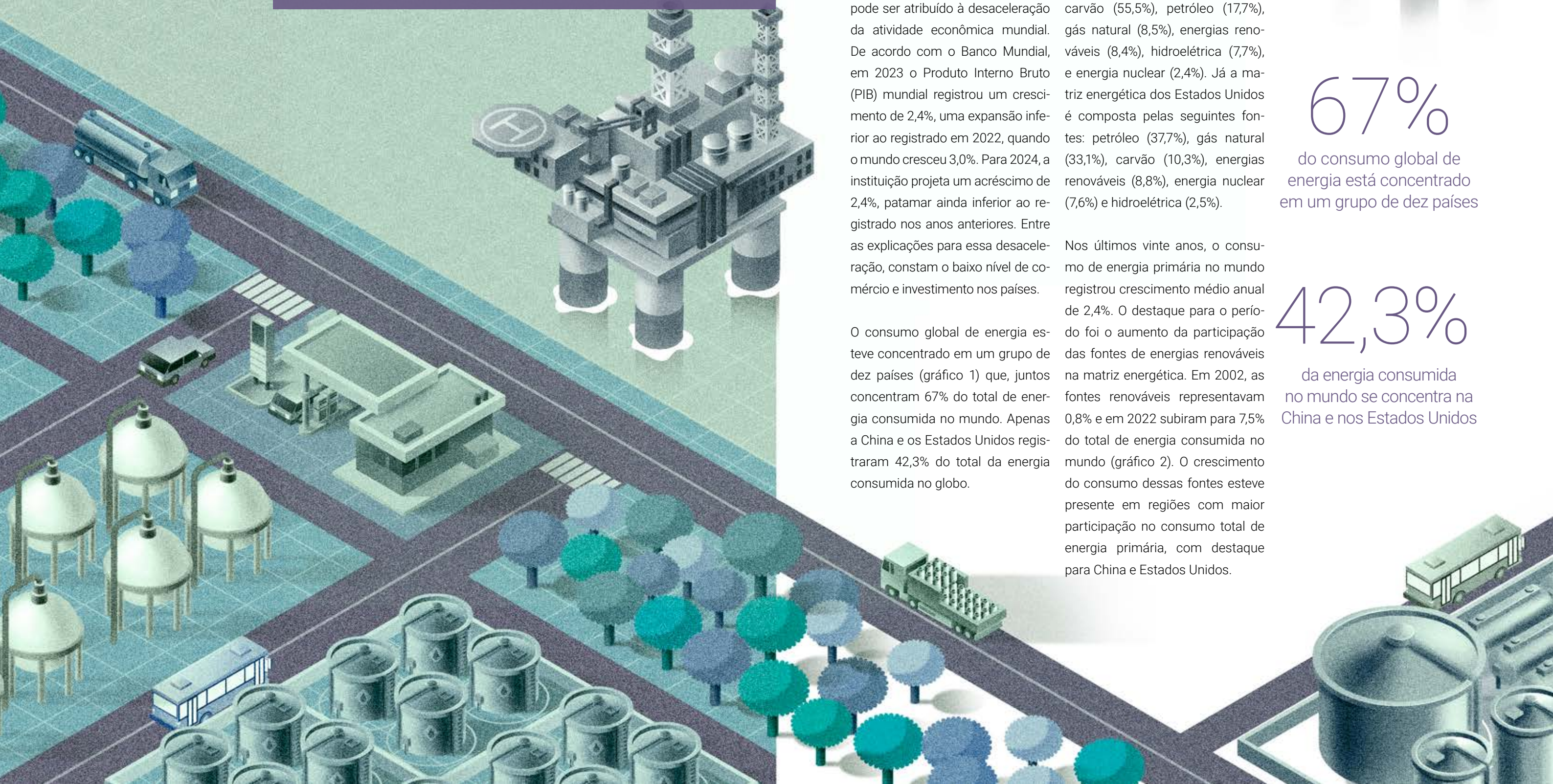
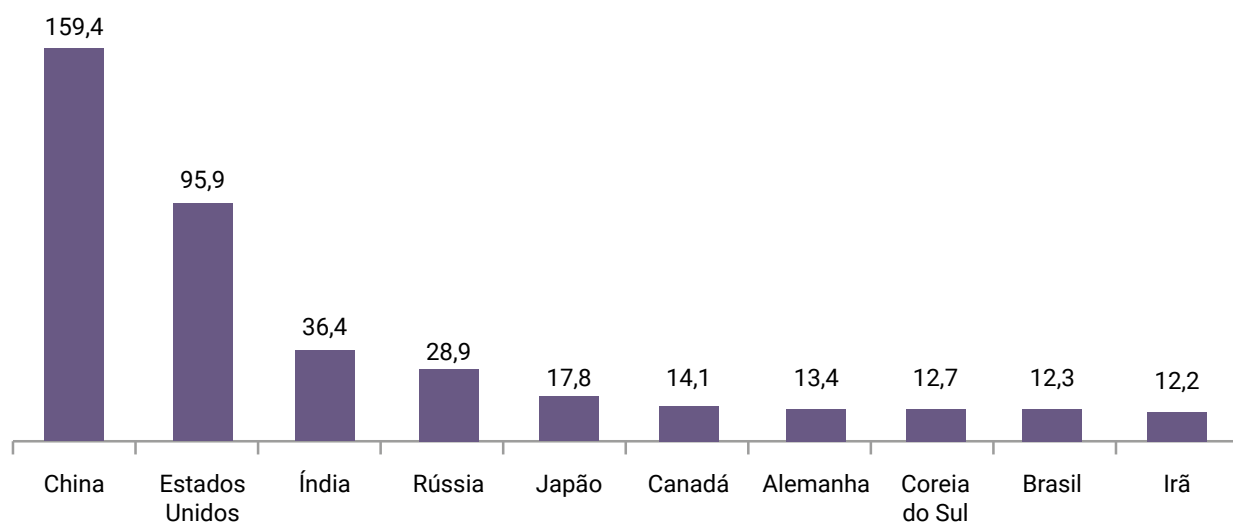


Gráfico 1 - Países com maior consumo de energia primária (em exajoules) – 2022



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

31,6%

do total de energia primária consumida no mundo em 2022 foi proveniente do petróleo

23,5%

do total de energia primária consumida no mundo em 2022 foi proveniente do gás natural

Por sua vez, os combustíveis fósseis cresceram de forma mais tímida. Em 2002, o carvão representava 25,4% do total de energia primária consumida no mundo e em 2022 subiu para 26,7%. A China, a Índia e os Estados Unidos concentraram 73,3% do total consumido de carvão em todo o mundo. A China e os Estados Unidos reduziram a participação do insumo no total consumido de energia em cada país, enquanto a Índia aumentou a participação do carvão no consumo total de energia primária. O carvão é uma das fontes energéticas mais poluentes e, ainda assim, seu consumo global cresceu 5,1% nos últimos 20 anos.

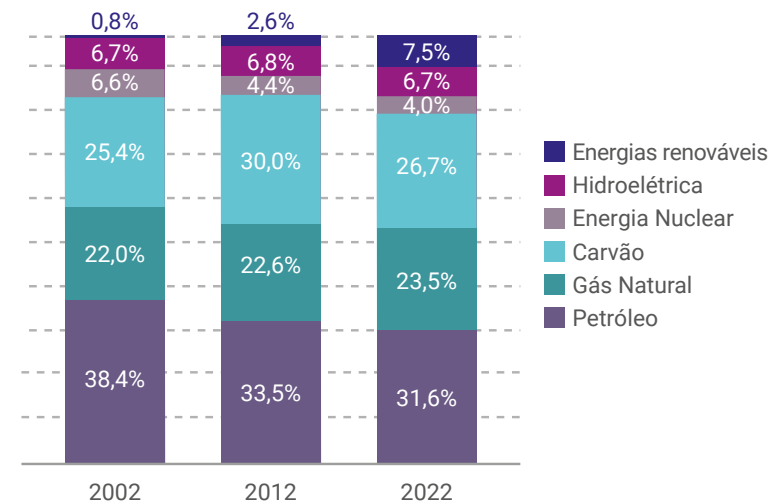
Já o gás natural, que representava 22,0% do total de energia primária consumida no mundo em 2002, subiu para 23,5% em 2022. O consu-

mo do gás natural representa uma alternativa na transição para uma produção de energia com fontes menos poluentes.

Dado que as fontes renováveis ainda não estão amplamente acessíveis, o emprego do gás natural torna-se crucial devido à infraestrutura existente para sua produção, transporte, tratamento e regaseificação. Além disso, o insumo é menos poluente do que o petróleo e o carvão, contribuindo para a descarbonização do setor energético. Os Estados Unidos, a Rússia e China concentraram 42,2% do total consumido de gás natural em todo o mundo.

Por fim, o petróleo detinha 38,4% de participação na matriz energética global em 2002 e, em 2022, reduziu para 31,6%. Os Es-

Gráfico 2 - Participação dos combustíveis na matriz energética global (em % em exajoules)



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

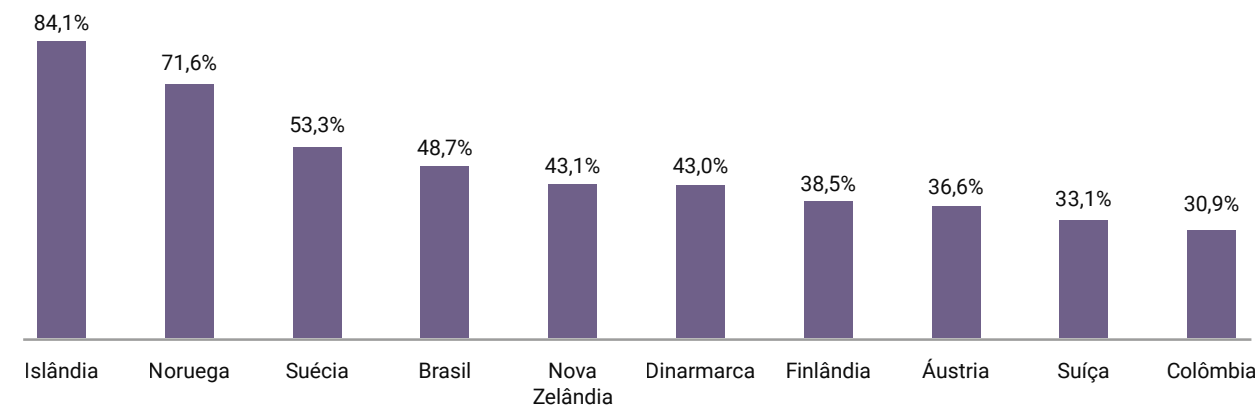
tados Unidos, a China e a Índia concentraram 39,0% do total consumido de petróleo em todo o mundo em 2022.

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), o movimento em direção a uma economia de energia limpa está acelerando e essa é a principal

explicação para a redução do consumo deste insumo.

Em linha com o aumento da participação das fontes de energias renováveis na matriz energética mundial, vale pontuar o **bom desempenho apresentado pelo Brasil, quarto colocado no ranking global** (gráfico 3).

Gráfico 3 - Países com maior participação de energias renováveis no consumo total de energia primária (em %) – 2022



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

1.2. Produção e Consumo global de petróleo e gás natural

93,8 milhões

de barris de petróleo por dia foram produzidos no mundo em 2022

A produção mundial de petróleo em 2022 foi de 93,8 milhões de barris por dia, 4,2% superior ao que foi registrado em 2021 (gráfico 4), representando um acréscimo de 3,8 milhões de barris por dia na produção em números absolutos.

Em 2022, a divisão da produção de petróleo entre as regiões no mundo foi: Oriente Médio (32,8%), América

do Norte (26,9%), Comunidade dos Estados Independentes (14,9%), Ásia (7,7%), África (7,5%), América do Sul e Central (6,8%) e Europa (3,3%). Os principais países produtores foram os Estados Unidos, Arábia Saudita e Rússia que, juntos, correspondem por 43,8% da produção global. **O Brasil foi o 9º país com a maior produção de petróleo no mundo, com 3,1 milhões de barris por dia.**

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



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

3,1 milhões

de barris de petróleo por dia foram produzidos no Brasil em 2022, consolidando o país como o nono maior produtor mundial

O consumo de petróleo segue uma distribuição distinta da produção. Em 2022, foram consumidos 97,3 milhões de barris por dia em todo o mundo, 3,1% superior ao registrado no ano anterior (gráfico 4), representando um acréscimo de 2,9 milhões de barris por dia no consumo em números absolutos.

Em 2022, a divisão do consumo de petróleo entre as regiões no mundo se deu da seguinte forma: Ásia (36,3%), América do Norte (24,2%), Europa (14,5%), Oriente Médio (9,7%), América do Sul e Central (6,3%), Comunidade dos Estados Independentes (4,8%) e África (4,3%). Os principais países consumidores foram os Estados Unidos, a China e a Índia, que jun-

tos correspondem por 39,7% do consumo global. **O Brasil foi 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 alcançou 4,0 trilhões de m³ em 2022 (gráfico 5). A produção do insumo observou uma retração de 9,6 bilhões de m³ na passagem de 2021 para 2022, o que representa uma leve redução da ordem de 0,2%.

Em 2022, a divisão da produção de gás natural entre as regiões no mundo foi: América do Norte (29,8%), Comunidade dos Estados Independentes (19,9%), Oriente Médio (17,8%), Ásia (16,8%), África (6,2%), Europa (5,4%) e América do Sul e Central (4,0%). Os principais países produtores foram Estados Unidos, Rússia e Irã que, juntos, correspondem por 45,9% da produção global. **O Brasil foi o 32º país com a maior produção de gás natural no mundo, com 23,0 bilhões de m³ de gás natural.**

97,3 milhões

de barris de petróleo por dia foram consumidos no mundo em 2022

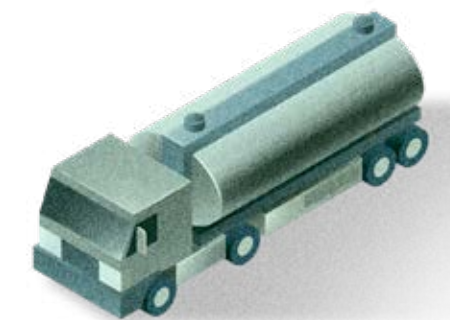


Divisão da produção de petróleo no mundo

Oriente Médio	32,8%
América do Norte	26,9%
CEI	14,9%
Ásia: 7,7%	
África: 7,5%	
América do Sul e Central: 6,8%	
Europa: 3,3%	

Divisão do consumo de petróleo no mundo

Ásia	36,3%
América do Norte	24,2%
Europa	14,5%
Oriente Médio: 9,7%	
América do Sul e Central: 6,3%	
CEI: 4,8%	
África: 4,3%	



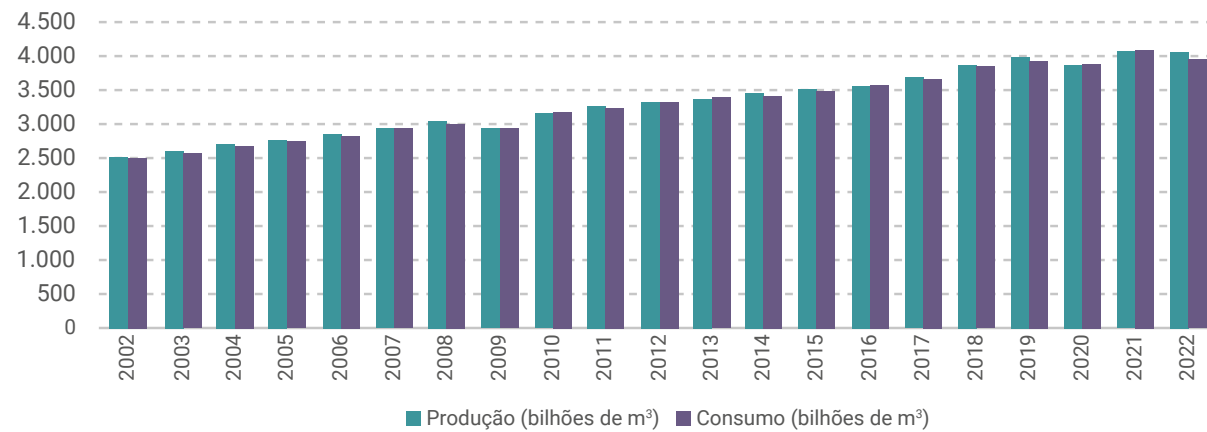
O consumo do gás natural também segue uma distribuição distinta da produção. Foram consumidos 3,9 trilhões de m³ de gás natural em todo o mundo em 2022, montante

3,1% inferior ao registrado no ano anterior. Em números absolutos, esta redução corresponde a 125,8 bilhões de m³ a menos no consumo global por dia.

2,5 milhões

de barris de petróleo por dia foram consumidos no Brasil em 2022, consolidando o país como o oitavo maior consumidor mundial

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



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

4 trilhões

de m³ de gás natural foram produzidos no mundo em 2022

A divisão do consumo de gás natural entre as regiões no mundo foi: América do Norte (27,9%), Ásia (23,0%), Oriente Médio (14,2%), Comunidade dos Estados Independentes (14,0%), Europa (12,7%), África (4,12%) e América do Sul e Central (4,10%). Os Estados Unidos, a Rússia e a China concentraram 42,2% do consumo global de gás natural. O Brasil foi o 29º país com o maior consumo de gás natural do mundo, com um dispêndio de 32,0 bilhões de m³ do insumo.



23 bilhões

de m³ de gás natural foram produzidos no Brasil em 2022, consolidando o país como o trigésimo segundo maior produtor mundial

Divisão da produção de gás natural no mundo

América do Norte	29,8%
CEI	19,9%
Oriente Médio	17,8%
Ásia: 16,8%	
África: 6,2%	
Europa: 5,4%	
América do Sul e Central: 4,0%	

Divisão do consumo de gás natural no mundo

América do Norte	27,9%
Ásia	23,0%
Oriente Médio	14,2%
CEI: 14,0%	
Europa: 12,7%	
África: 4,1%	
América do Sul e Central: 4,1%	

1.3. Reserva global de petróleo e gás natural

No que se refere às reservas globais de petróleo e gás natural, vale ressaltar que os dados disponíveis não receberam atualizações para os anos de 2021 e 2022, de forma que os elementos mais recentes se referem ao ano de 2020.

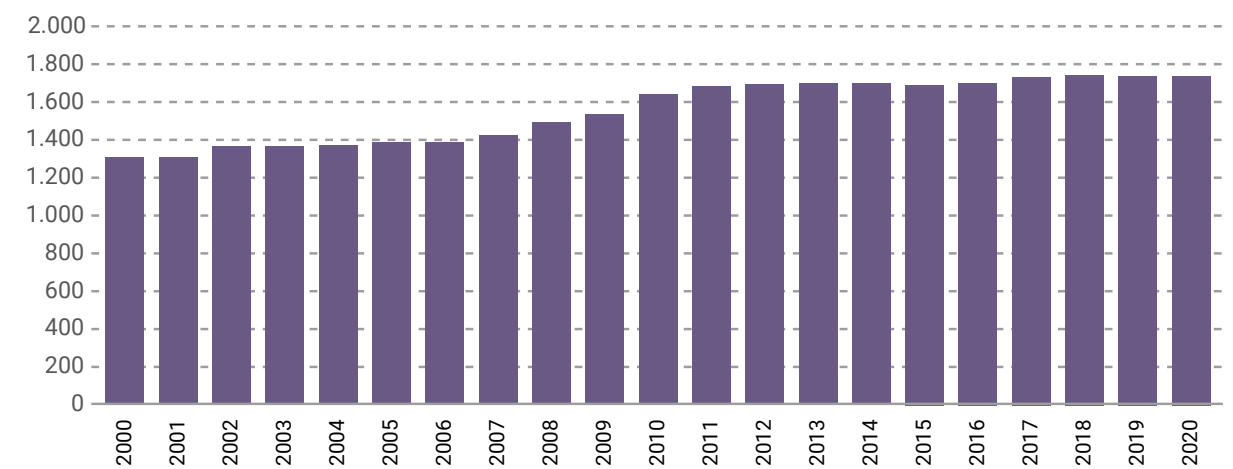
O total de reservas de petróleo do mundo¹ em 2020 foi de 1,73

trilhões de barris, praticamente estável em relação a 2019, com uma leve queda de 0,1% (gráfico 6). Em termos absolutos a redução foi de 2,4 bilhões de barris. Cabe ressaltar que a última variação expressiva foi em 2017 quando houve incremento de 37,9 bilhões de barris de petróleo nas reservas globais.

1,73 trilhão

de barris de petróleo foi a reserva global do insumo registrada em 2020

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



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

Em 2020, a divisão das reservas de petróleo entre as regiões no mundo foi: Oriente Médio (48,3%), América do Sul e Central (18,7%), América do Norte (14,0%), Comunidade dos Estados Independentes (8,4%), África (7,2%), Ásia (2,6%) e Europa (0,8%). A Venezuela, a Arábia Saudita e o Canadá concentraram 44,4% do total das reservas de petróleo do mundo. O Brasil foi o 16º país com a maior reserva

provada de petróleo do mundo, com 11,9 bilhões de barris de petróleo.

Já com relação ao gás natural, em 2020 as reservas alcançaram 188,1 trilhões de m³, 1,2% inferior ao registrado no ano anterior. Em termos ab-

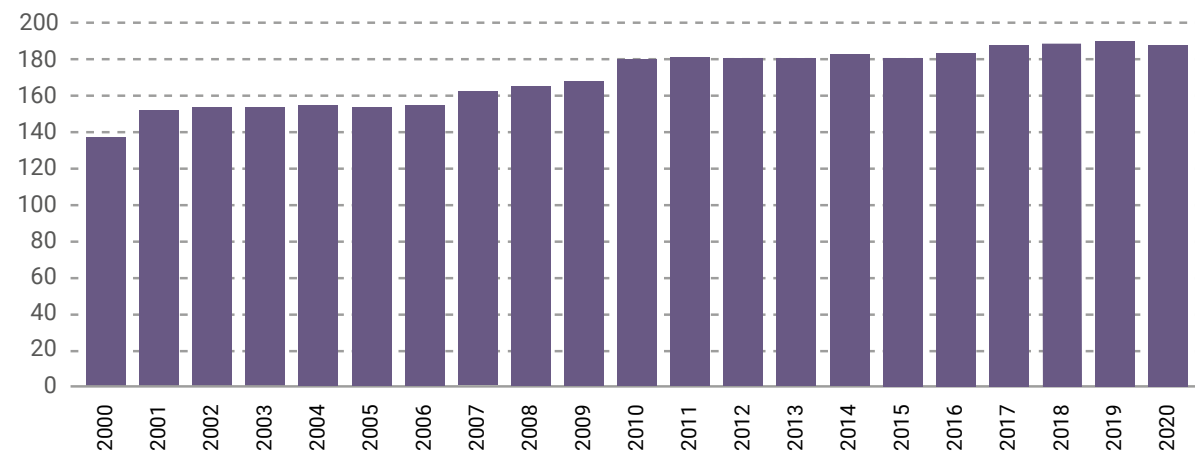
1. O conceito utilizado foi o de Reservas Provadas de petróleo. As reservas provadas são aquelas que podem ser produzidas com alto nível de garantia.

11,9 bilhões

de barris de petróleo foi a reserva provada do insumo no Brasil em 2020, consolidando o país como o décimo sexto maior detentor de reservas mundiais

solutos, a queda foi de 2,2 trilhões de m³ de gás natural (gráfico 7). A divisão das reservas de gás natural entre as regiões no mundo foi: Oriente Médio (40,3%), Comunidade dos Estados Independentes (30,1%), Ásia (8,8%), América do Norte (8,1%), África (6,9%), América do Sul e Central (4,2%), e Europa (1,7%). A Rússia, o Irã e o Catar concentraram 50,1% do total das reservas de gás natural do mundo. **O Brasil foi o 33º país com a maior reserva de gás natural do mundo, com 348,5 bilhões de m³ de gás natural.**

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



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

348,5 bilhões

de m³ de gás natural foi a reserva no Brasil do insumo em 2020, consolidando o país como o trigésimo terceiro maior detentor de reservas mundiais.

188,1 trilhões

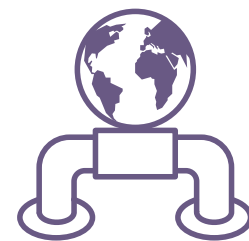
de m³ de gás natural foi a reserva global do insumo em 2020



Divisão das reservas de petróleo no mundo

Oriente Médio	48,3%
América do Sul e Central	14,0%
América do Norte	14,0%

CEI: 8,4%
África: 7,2%
Ásia: 2,6%
Europa: 0,8%

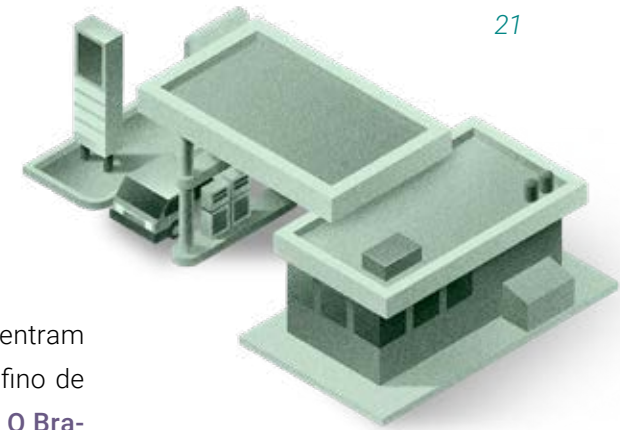


Divisão das reservas de gás natural no mundo

Oriente Médio	40,3%
CEI	30,1%
Ásia	14,0%

América do Norte: 8,1%
África: 6,9%
América do Sul e Central: 4,2%
Europa: 1,7%

1.4. Capacidade e Refino global de petróleo



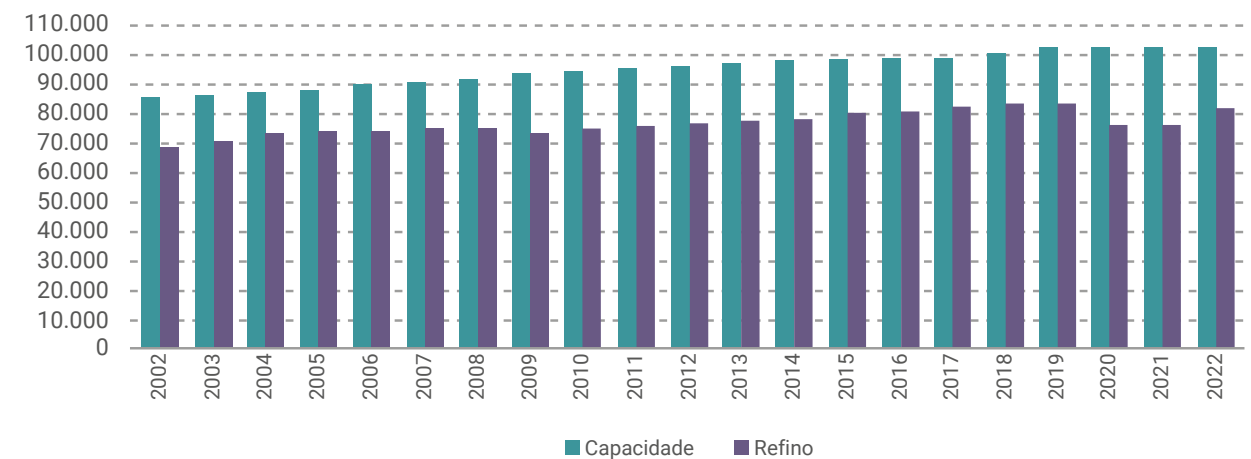
A capacidade instalada de refino mundial foi de 101,9 milhões de barris por dia em 2022. Houve um aumento de 534,3 mil barris diários, representando um crescimento de 0,53% quando comparado com o ano anterior. Já o refino de petróleo foi de 81,9 milhões de barris por dia em 2022. Houve um acréscimo de 2,4 milhões de barris diários refinados no mundo, 3,1% superior ao registrado no ano anterior (gráfico 8).

A capacidade de refino entre as regiões no mundo foi: Ásia (35,5%), América do Norte (21,2%), Europa (14,8%), Oriente médio (10,8%), Comunidade dos Estados Independentes (8,4%), América do Sul e Central (6,1%) e África (3,2%). Os Estados Unidos,

a China e a Rússia concentram 41,4% da capacidade 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 o refino de petróleo se dividiu da seguinte forma entre as regiões do mundo: Ásia (36,4%), América do Norte (22,5%), Europa (15,1%), Oriente médio (11,0%), Comunidade dos Estados Independentes (8,1%), América do Sul e Central (4,5%) e África (2,3%). Os Estados Unidos, a China e a Rússia concentram 43,2% do refino de petróleo em todo o mundo. **O Brasil foi o 10º país com o maior refino de petróleo do mundo, com 1,9 milhões de barris por dia.**

Gráfico 8 - Capacidade e Refino de petróleo no mundo (mil barris/dia)



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



O PAPEL DO GÁS NATURAL NO BRASIL EM UM MUNDO EM TRANSIÇÃO PARA MENOR INTENSIDADE DE CARBONO



Contribuição da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)



Ana Cláudia Sant'Ana Pinto

Consultora Técnica na Área de Gás Natural da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Heloísa Borges Bastos Esteves

Diretora da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Marcelo Ferreira Alfradique

Superintendente adjunto de petróleo e gás natural da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Vivemos um mundo globalizado e cada vez mais conectado social, política, econômica, tecnológica e ambientalmente. Neste último, os efeitos das mudanças climáticas vividas nas últimas décadas têm promovido um consenso mundial em buscar alternativas para desenvolvimento de uma economia sustentável e políticas ambientais com foco em uma transição energética com baixa intensidade de carbono. O lema descarbonização das matrizes energéticas se tornou um objetivo urgente para todos os governos, instituições públicas e privadas ao redor do globo. Descarbonizar é pop!

A busca pela descarbonização das matrizes energéticas passa por pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica, digitalização na produção e uso de energia, uso eficiente dos recursos energéticos, uso de fontes de baixo carbono, eletrificação e mudança de comportamento do consumidor. Em um contexto

complexo e multidisciplinar, estão sendo formuladas estratégias para redução de Gases de Efeito Estufa (GEE) locais e globais, mas sem abandonar a segurança energética, caminhando para uma transição energética justa e inclusiva.

Neste sentido, o setor energético, em que o gás natural está inserido, é responsável pelo maior percentual de emissões líquidas de GEE no mundo. O Brasil tem um perfil de emissões de GEE completamente distinto do resto do mundo, e já possui uma matriz energética 47% renovável, enquanto o mundo possui apenas 14% (BEN, 2023). A estratégia nacional no processo de descarbonização da sua matriz energética deve estar centrada em setores de difícil abatimento (hard-to-abate sectors) como o setor de transportes e industrial, por exemplo. Nestes segmentos, o gás natural tem papel fundamental tanto para substituir combustíveis mais poluentes quanto alternativa de segurança energética, contribuindo significativamente para redução de GEE.

Este artigo tem por objetivo discutir o papel do gás natural no Brasil como combustível que possui grande potencial de contribuir para melhoria da matriz energética brasileira alinhada com a estratégia global de descarbonização, pois um futuro descarbonizado não é um futuro sem hidrocarbonetos.

Transição Energética e o Gás Natural no Brasil

A transição energética é um processo historicamente longo e complexo. A atual transição tem o desafio adicional de evitar as mudanças climáticas globais em níveis danosos para o planeta e para a humanidade. Embora a transição energética para uma economia de baixo carbono seja um processo

global, as estratégias de descarbonização a serem desenvolvidas por cada nação devem levar em conta os seus respectivos contextos locais.

Como já foi mencionado na Introdução, o gás natural apresenta-se como alternativa de combustível para a transição energética no Brasil, permitindo substituição de outros combustíveis fósseis no curto prazo, complementação ou substituição por biometano e hidro-

gênio no médio a longo prazo, com baixo risco de lock-in tecnológico. Atualmente, o programa governamental Gás para Empregar tem como um dos objetivos integrar o gás natural à estratégia nacional de transição energética para contemplar sinergias e investimentos que favoreçam o desenvolvimento de soluções de baixo carbono, como o biogás/biometano, hidrogênio de baixo carbono, cogeração industrial e captura de carbono (MME, 2024).

Sobre ações de longo prazo, uma diretriz estratégica seria promover o desenvolvimento eficiente do mercado e infraestrutura de gás natural, identificando futuras siner-

gias possíveis com soluções emergentes, tais como o hidrogênio e setores industriais estratégicos.

Um cenário de transição energética com foco na descarbonização é o primeiro passo para um caminho que alcance o mercado de baixo carbono. Além disso, deve-se aproveitar as vantagens competitivas existentes no Brasil, principalmente a indústria de óleo e gás (O&G), para construir e financiar outras no futuro, requalificando ativos e migrando expertises. A migração de expertise (sobretudo de tecnologias do setor de O&G) é um caminho tanto para uma transição energética sustentável quanto para um mercado cada vez mais descarbonizado. A eletrificação é uma oportunidade importante dentro deste cenário, mas não é suficiente, necessitando de alternativas tecnológicas para compor o portfólio de projetos para descarbonização. O caminho é não competir fontes, mas utilizá-las de forma complementar.

Considerações Finais

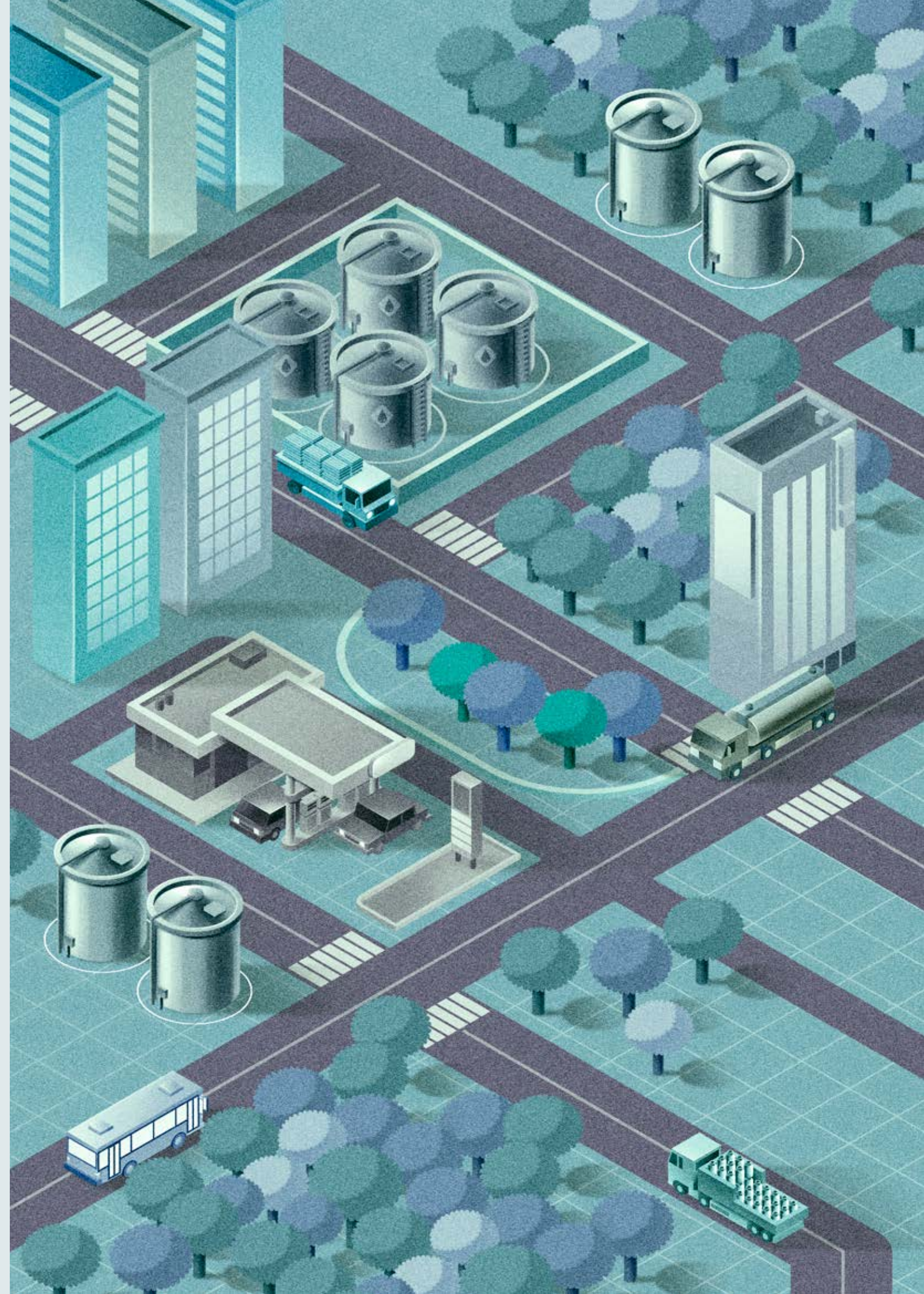
Conforme apresentado durante as discussões, haverá aumento na produção nacional de gás natural com entrada em operação de grandes volumes offshore e numerosos projetos com menores volumes onshore, possibilitando a construção de alternativas para ampliar o uso do gás natural na matriz energética brasileira com foco na redução de GEE.

Como diretriz estratégica, pretende-se buscar intensamente o caminho para uma produção de energia com baixa pegada de carbono, a neutralidade tecnológica em alternativas que minimizam as emissões de GEE e harmonizar objetivos de desenvolvimento sus-

tentável, transição energética e segurança energética, aproveitando o potencial de recursos e as oportunidades de mercado e inovação para o Brasil.

O gás natural poderia facilitar a transição para combustíveis com emissões mais baixas (por exemplo, misturas de metano e hidrogênio), zero (por exemplo, biometano) ou até mesmo negativas (por exemplo, hidrogênio produzido a partir de biometano, com CCS)

Um aprimoramento regulatório setor de gás natural é importante para dar ainda mais segurança jurídica e previsibilidade das regras para investimentos na viabilização do grande potencial deste mercado ainda em construção. Com isso, poderemos ampliar as fronteiras e as sinergias para o aproveitamento das energias limpas e renováveis, pois o gás natural poderá contribuir com a segurança energética necessária para a otimização da matriz energética nacional com foco na redução de emissões de GEE e na descarbonização.



Capítulo 2

EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO ESPÍRITO SANTO



A configuração física da exploração e produção de petróleo e gás natural (P&G) no Estado do Espírito Santo está distribuída entre duas bacias sedimentares: parte na Bacia do Espírito Santo e parte na Bacia de Campos, onde se encontra a área da camada do pré-sal na região de fronteira com o estado capixaba.

A produção offshore responde por parcela majoritária do volume de P&G produzido no Espírito Santo, tendo sido responsável por 95,1% da produção de petróleo e 97,1% da produção de gás natural em 2023. Desta forma,

a evolução da extração no mar determina o total da produção no estado, panorama que tende a se manter inalterado nos próximos anos.

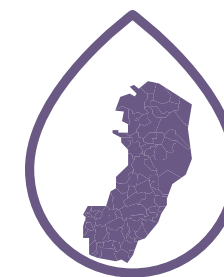
Ao todo, atuam no estado 28 petroleiras com campos na etapa de produção ou na etapa de desenvolvimento da produção. A Petrobras continua sendo o grande player no Brasil e no Espírito Santo, onde opera a extração no Parque das Baleias (Bacia de Campos) - responsável pela produção de 80,3% do petróleo e 78,7% do gás natural offshore do Espírito Santo.

2.1. Atividade perfuratória no Espírito Santo

A atividade perfuratória é realizada durante a fase exploratória, em que a petroleira possui como objetivo o descobrimento de jazidas de petróleo e/ou gás natural. Nesta etapa, são realizadas a aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magnetométricos, geoquímicos e a perfuração dos poços. O mapeamento da evolução da perfuração de poços é um indicador capaz de avaliar o nível exploratório das áreas em fronteira com o Espírito Santo.

Com início da atividade perfuratória em 1959, o Espírito Santo já registrou um total de 2.361 poços perfurados, sendo 75,5% deles onshore e 24,5%

offshore. Entre 2003 e 2023 foram perfurados 573 poços onshore, com destaque para os campos de Fazenda Alegre, Inhambu, Jacutinga e Cancã. Com exceção do campo de Jacutinga, essas áreas compõem os campos terrestres com maior produção no estado. Em 2023, foram perfurados 7 poços em terra, sendo 3 poços perfurados pela BGM (2 no bloco ES-T-506 e 1 no bloco ES-T-345), 2 poços perfurados pela Seacrest no campo de Inhambu e outros 2 poços perfurados pela Imetame no campo Rio Ipiranga. Até março de 2024, já foram perfurados outros 3 poços em terra no estado, pelas mesmas três empresas. Um poço



2.361

poços perfurados no Espírito Santo desde 1959



573

poços onshore foram perfurados no Espírito Santo entre 2003 e 2023



415

poços offshore foram perfurados no Espírito Santo entre 2003 e 2023

foi perfurado no bloco ES-T-516 pela BGM, outro no campo de Inhambu, pela Seacrest e o terceiro, no campo Rio Ipiranga, pela Imetame.

Ainda no onshore, no final de fevereiro a Seacrest Petróleo informou que espera perfurar até 50 poços no campo de Inhambu em 2024. A atividade faz parte do programa de perfuração de 300 poços da companhia que, após a perfuração, espera continuar o ramp-up (fase de produção) em 2025. A expectativa é que a perfuração ocorra entre o 3º e 4º trimestres de 2024. Segundo a petroleira, a campanha vai contribuir com a expansão da produção em 2024.

Já a atividade perfuratória offshore registrou, entre 2003 e 2023, um total de 415 poços perfurados, com destaque para o campo de Jubarte, o Bloco BC-60, e os campos de Golfinho e Argonauta. Em 2023 foi perfurado um total de 9 poços no mar, todos

no campo de Jubarte, na bacia de Campos, pela Petrobras. Até março de 2024, já foram perfurados 4 poços offshore, todos pela Petrobras. No campo de Jubarte, foram perfurados 2 poços, no campo de Caxareu foi perfurado 1 poço e no bloco ES-M-596 foi perfurado 1 poço.

Com relação à perfuração do bloco ES-M-596 (poço 1- BRSA-1391-ESS), vale destacar que, desde 2018, a Petrobras perfurou outros três poços, sem que houvesse indícios de hidrocarbonetos. Essas perfurações fazem parte da campanha exploratória voltadas aos prospectos de Andurá e de Joelho, com potencial de descoberta de petróleo e gás natural. Essa área foi arrematada pela Petrobras na 11ª Rodada de Licitações (2013) e o primeiro Período Exploratório (PE) finaliza em abril de 2024 e o segundo PE finaliza em abril de 2026.

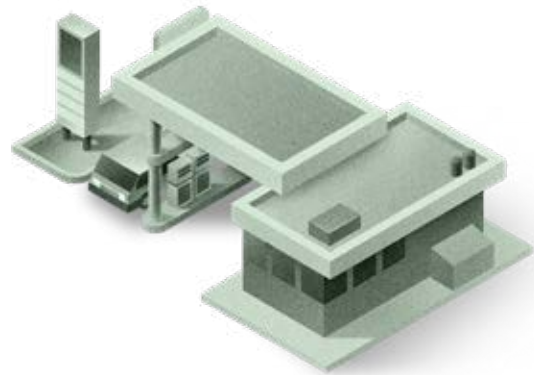
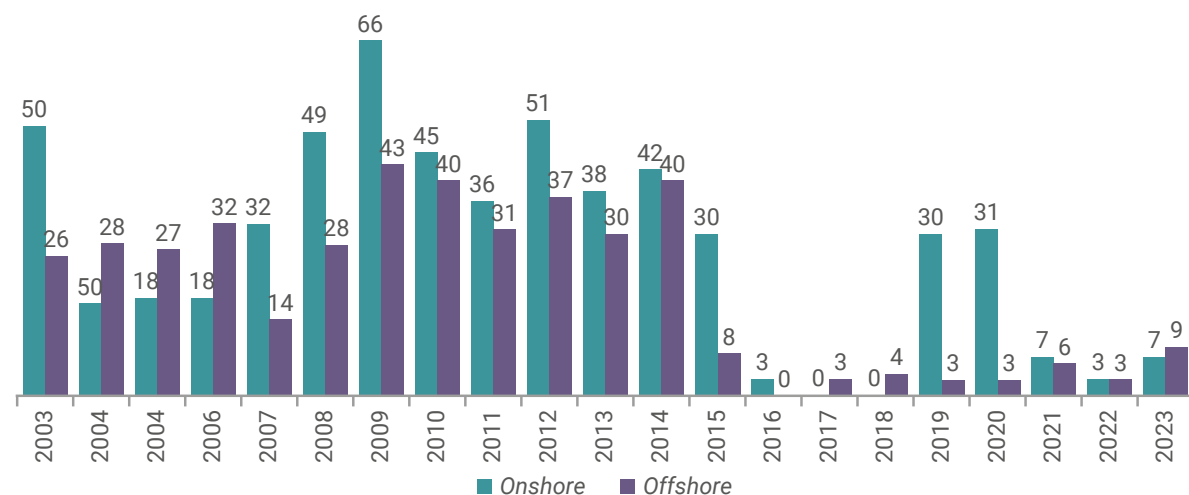


Gráfico 9 - Poços perfurados no Espírito Santo (em unidades)

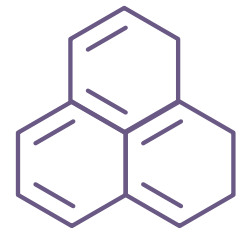


Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

2.2. Declarações de hidrocarboneto

Caso a perfuração dos poços resulte no descobrimento de algum reservatório, a petroleira é obrigada a emitir a Notificação de Descoberta (ND), que deve ser enviada à ANP no prazo máximo de 72 horas após a constatação de indícios de hidrocarbonetos, indicando a ocorrência do composto orgânico ou de quaisquer outros recursos naturais na área explorada. Desde 1998, quando a declaração de hidrocarboneto passou a ser uma obrigatoriedade, foram emitidas 449 declarações no Espírito Santo, divididas entre onshore (50,8%) e offshore (49,2%).

Entre 2003 e 2023 foram emitidas 359 declarações de hidrocarbonetos no estado. Destas, 186 (52% do total) foram em terra, onde se destacaram os campos de Jacutinga (31), São Mateus Leste (20) e Cancã (18). Juntos, os três campos representaram 37% de todas as declarações emitidas no período. Já em mar, no mesmo intervalo, foram emitidas 173 (48% do total) declarações de hidrocarbonetos, com destaque para os campos de Golfinho (36), Jubarte (26) e Argonauta (12). Os três campos concentraram, juntos, 42% das declarações no período.



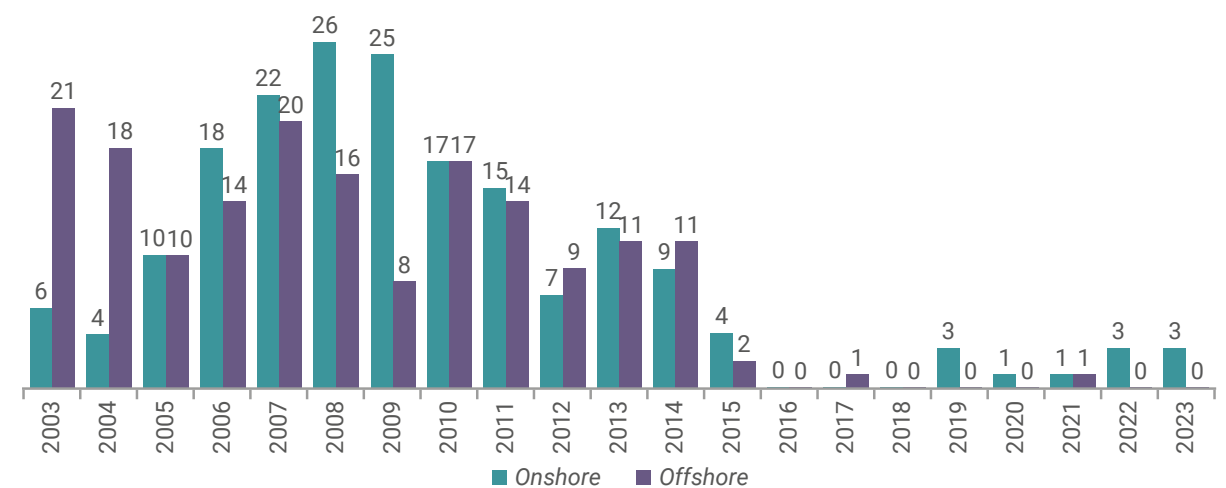
186 declarações de indícios de hidrocarbonetos onshore

173 declarações de indícios de hidrocarbonetos offshore

Essa foi a quantidade de declarações emitidas no Espírito Santo entre 2003 e 2023.

Em 2023, foram emitidas 3 declarações de hidrocarboneto no Espírito Santo, todas no bloco ES-T-506, operado pela BGM

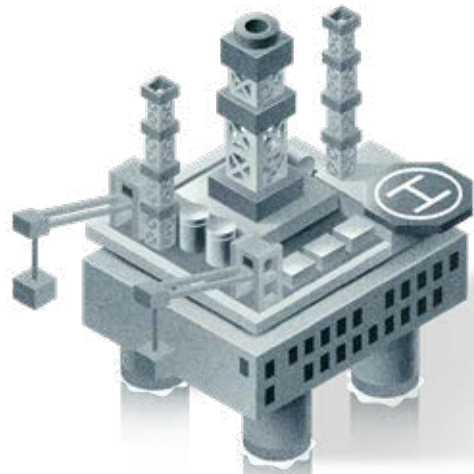
Gráfico 10 - Declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Vale destacar que, desde 2022, foram emitidas apenas declarações de hidrocarbonetos onshore no Espírito Santo. Em 2022, foram emitidas 3 declarações, todas feitas pela

petroleira BGM: 1 no campo Muriqui, 1 no Campo Iara e 1 no bloco ES-T-506. Já em 2023, foram emitidas 3 declarações no bloco ES-T-506, todas feitas pela petroleira BGM.



A última declaração offshore no Espírito Santo foi emitida pela Petrobras, em 2021, que anunciou a existência de gás natural no bloco ES-M-669. Vale destacar que esse bloco fez parte da campanha da Petrobras, Equinor e TotalEnergies para chegar à camada do pré-sal

na bacia do Espírito Santo e, atualmente, é operado apenas pela Petrobras, que desde 2022 passou a operar a concessão da Bacia do Espírito Santo com 100% de participação após a saída das duas outras empresas do consórcio que operava o bloco.

2.3. Declarações de comercialidade



42
declarações de comercialidade onshore

20
declarações de comercialidade offshore

Essa foi a quantidade de declarações emitidas no Espírito Santo desde 1999

Em 2023, foram emitidas 4 declarações de comercialidade no Espírito Santo:

1 Campo Muriqui
BGM

1 Campo Lagoa Parda
Imetame

1 Campo Águia Real
Capixaba Energia

1 Campo Batuíra
Capixaba Energia

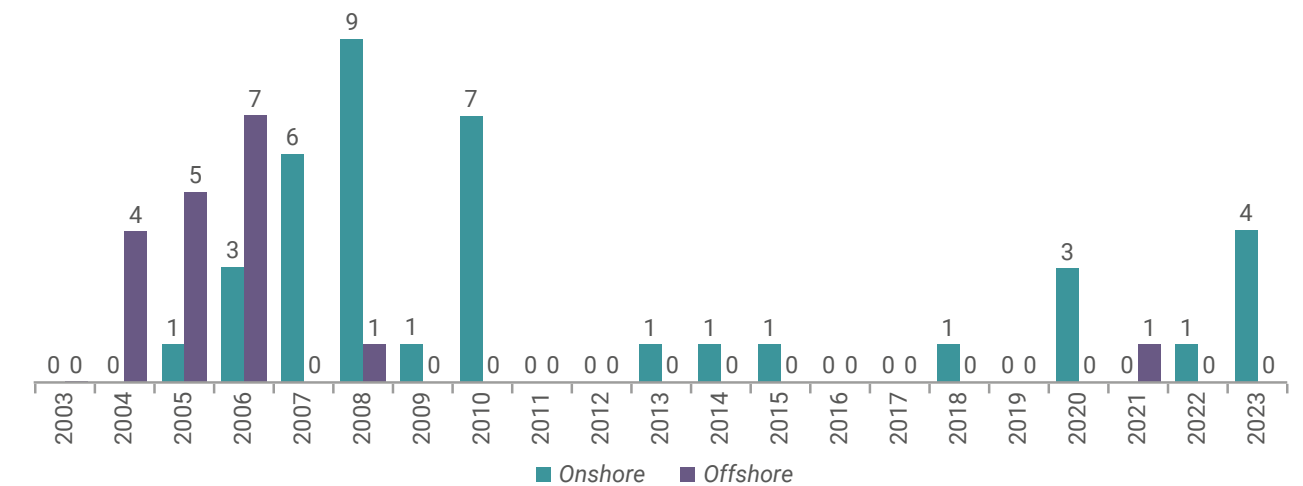
As declarações de comercialidade são realizadas após a notificação dos indícios de hidrocarbonetos. Nessa fase, a petroleira verifica a viabilidade econômica da produção das jazidas. Em caso positivo, a empresa operadora deve emitir a Declaração de Comercialidade junto à ANP, demonstrando sua intenção de produzir petróleo e/ou gás natural na área demarcada. A Declaração de Comercialidade marca o fim da fase de exploração e o início da fase de desenvolvimento da produção de uma área, com a criação de um campo de petróleo e/ou gás natural.

Desde 1999, foram emitidas 62 declarações de comercialidade no Espírito Santo, divididas entre onshore (67,7%) e offshore (32,3%). No ano de 2022, o ambiente onshore registrou a única declaração de comercialidade no Espírito Santo, no campo de Irara, operado pela BGM. Já em 2023, foram emitidas 4 declarações no estado, todas em terra. As

empresas BGM e Imetame emitiram uma declaração cada, nos campos de Muriqui e Lagoa Parda Sul, respectivamente. Por sua vez, a Capixaba Energia² emitiu duas declarações nos campos de Águia Real e Batuíra, que fazem parte dos blocos ES-T-487 e ES-T-441, respectivamente, ambos adquiridos na 14ª Rodada de Licitações da ANP.

Já em ambiente offshore, a última declaração de comercialidade no Espírito Santo se deu em 2021, quando a PRio emitiu declaração para o campo de Wahoo - localizado na parte capixaba da Bacia de Campos. Sobre o campo, a PRIO planeja iniciar a produção no terceiro trimestre de 2024 e seu cronograma prevê a perfuração de quatro poços produtores e outros dois injetores até 2025. Para escoar o gás, será utilizada a infraestrutura já instalada no campo de Frade, também localizado na Bacia de Campos, por meio de um sistema de tieback.

Gráfico 11 - Declarações de comercialidade no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

2.4. Reservas de petróleo e gás natural

Na passagem de 2021 para 2022, as reservas totais de petróleo³ brasileiras de petróleo registraram um aumento de 10,6%, alcançando 26,9 bilhões de barris de petróleo em 2022. Esse aumento nas reservas foi oriundo, principalmente, do aumento de reservas offshore no Rio de Janeiro e na Bahia. No Espírito Santo, no mesmo período, houve uma redução de 22,0% nas reservas de petróleo, alcançando a marca de 1,1 bilhão de barris de petróleo em 2022. Mesmo com essa redução o Espírito Santo manteve a terceira posição entre os estados com

maiores reservas totais de petróleo, atrás de Rio de Janeiro (23,0 bilhões de barris de petróleo) e São Paulo (2,2 bilhões de barris de petróleo).

Já com relação ao gás natural, a passagem de 2021 para 2022 registrou um aumento de 4,5% nas reservas brasileiras, alcançando uma reserva do insumo de 587,9 bilhões de m³. Esse aumento nas reservas foi oriundo, principalmente, do aumento de reservas onshore nos estados de Alagoas e Bahia, além do aumento das reservas *offshore* no Rio de Janeiro. No Espírito Santo, no mes-



1,1
bilhão

de barris de petróleo é a reserva do insumo no Espírito Santo em 2022

2. A Capixaba Energia, antes chamada Imetame Lagoa Parda, é uma joint venture formada entre Imetame (50%) e EnP Energy Platform (50%), que possui um portfólio de ativos formado pelos blocos ES-T-441 (100%) e ES-T-487 (100%) e pelo Polo Lagoa Parda (formado pelos campos Lagoa Parda, Lagoa Parda Norte e Lagoa Piabanha), todos localizados na Bacia do Espírito Santo.

3. O conceito utilizado foi o de Reservas Totais de petróleo. As reservas totais de petróleo são classificadas pela soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.



27,7
bilhões

de m³ de gás natural
é a reserva do insumo no
Espírito Santo em 2022

mo período, houve uma redução de 23,4% nas reservas, alcançando o volume total de gás natural de 27,7 bilhões de m³, em 2022. Com essa redução, o Espírito Santo passou da terceira para a quinta posição entre

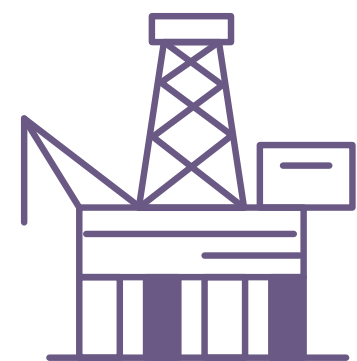
2.4.1. Reservas offshore no Espírito Santo

Em 2022, as reservas de petróleo offshore do Espírito Santo registraram uma redução de 23,9% comparadas com o ano anterior, alcançando 1,04 bilhão de barris de petróleo (gráfico 12). Com essa redução, o Espírito Santo voltou a registrar queda no volume de reservas offshore. Vale destacar que o estado computou reduções consecutivas no volume de reservas offshore entre 2011 e 2020, crescimento na passagem para 2021 e, novamente, redução entre 2021 e 2022. Mesmo com a retração, o Espírito Santo se manteve como o terceiro estado com maior volume de reservas offshore de petróleo, atrás de Rio de Janeiro (23,0 bilhões de barris de petróleo) e São Paulo (2,0 bilhões de barris de petróleo).

os estados com as maiores reservas totais de gás natural, ficando atrás do Rio de Janeiro (399,7 bilhões de m³), Amazonas (46,0 bilhões de m³), Maranhão (37,8 bilhões de m³) e São Paulo (34,3 bilhões de m³).

Já com relação ao Gás Natural offshore, em 2022, o Espírito Santo alcançou 27,1 bilhões de m³ de reservas, uma redução de 24,4% comparado com o ano anterior (gráfico 13). Com essa retração, o estado saiu da segunda para a terceira posição entre os estados com as maiores reservas de gás natural offshore, atrás do Rio de Janeiro (399,7 bilhões de m³) e São Paulo (34,3 bilhões de m³).

O indicador que avalia a vida útil das reservas que sustentará a produção no decorrer do tempo² demonstrou que, atualmente, o Espírito Santo possui uma vida útil das reservas de petróleo offshore de 22 anos, abaixo do indicador brasileiro, que registrou 24 anos. Por sua



1,04
bilhão

de barris de petróleo é a
reserva offshore do insumo
no Espírito Santo em 2022

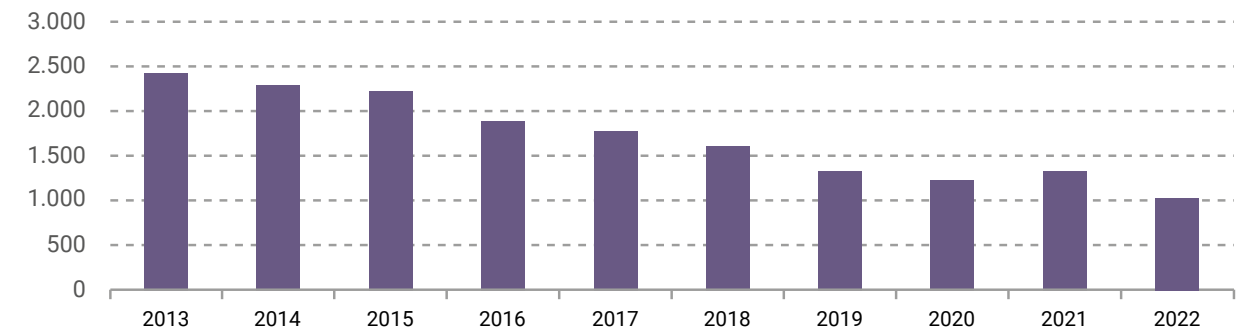
27,1
bilhões

de m³ de gás natural é a
reserva offshore do insumo
no Espírito Santo em 2022

vez, em relação ao gás natural, o indicador demonstrou que as reservas capixabas possuem vida útil de

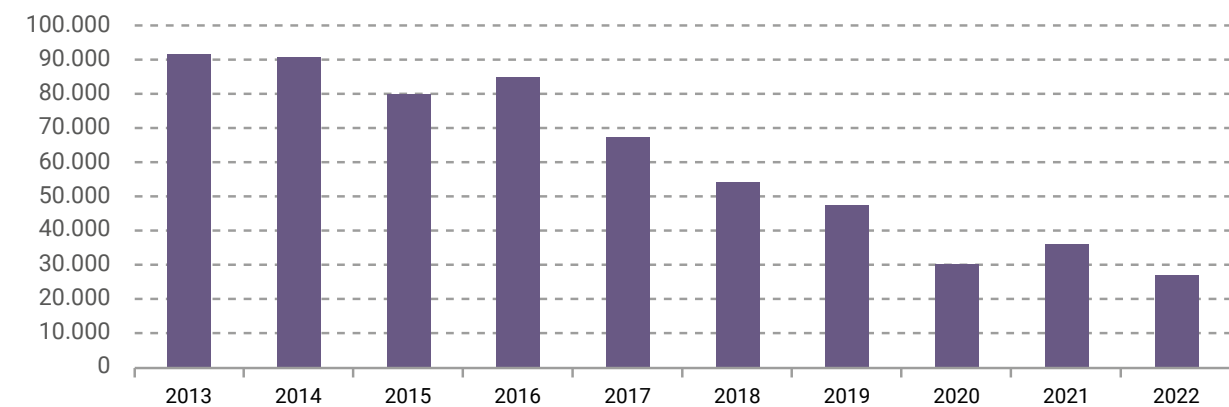
22 anos, superior ao indicador nacional, que registrou 11 anos.

Gráfico 12 - Reservas de petróleo offshore no Espírito Santo (em milhões de barris)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Gráfico 13 - Reservas de gás natural offshore no Espírito Santo (milhões de m³)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

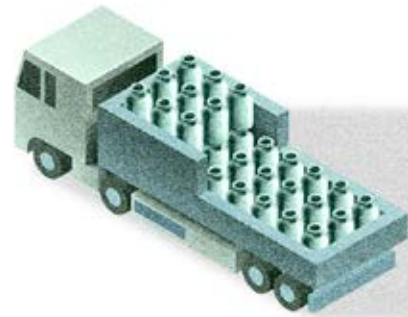
2.4.2. Reservas onshore no Espírito Santo

Com relação ao ambiente onshore, em 2022, as reservas de petróleo no Espírito Santo registraram um aumento de 28,5%, comparado com o ano anterior, alcançando 63,4 milhões de barris de petróleo

(gráfico 14). Com esse crescimento, o estado ganhou uma posição entre os estados com maiores volumes de reserva onshore de petróleo situando-se na quarta posição, atrás do Rio Grande do Nor-



4. O indicador é calculado por meio da relação entre a reserva e a produção de petróleo e gás natural. Quanto maior o indicador, maior o tempo disponível de produção dos insumos.



te (178,3 milhões de barris), Bahia (165,5 milhões de barris) e Sergipe (160,4 milhões de barris).

Em 2022, as reservas onshore de gás natural no Espírito Santo registraram um crescimento expressivo, de 86,5% em relação ao ano anterior e alcançaram um volume de 638 milhões de m³ (gráfico 15). Com o crescimento, o estado subiu da 8ª para a 7ª posição entre aqueles com maiores volumes do recurso em ambiente onshore. Entre os estados com maiores reservas de gás natural onshore estão: Amazonas (46,0 bilhões de m³), Maranhão (37,8 bilhões de m³), Bahia (16,7 bilhões de

m³), Alagoas (12,7 bilhões de m³), Rio Grande do Norte (3,7 bilhões de m³) e Sergipe (708 milhões de m³).

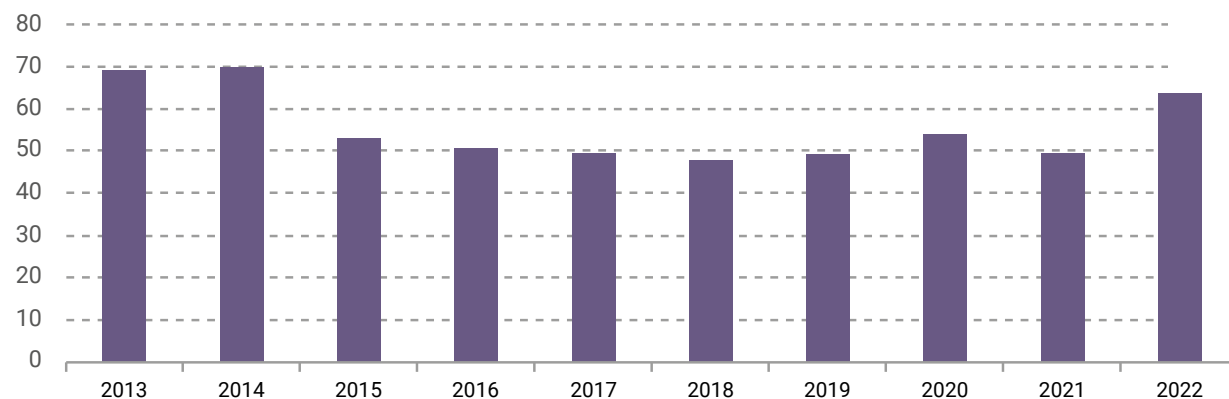
O indicador que avalia a vida útil das reservas que sustentará a produção no decorrer do tempo demonstrou que, atualmente, o Espírito Santo possui uma vida útil das reservas de petróleo onshore de 24 anos, acima do indicador brasileiro, que registrou 23 anos. Adicionalmente, o indicador para o gás natural demonstrou que as reservas capixabas possuem vida útil de 32 anos, também superior ao indicador nacional, que registrou 16 anos.



63,4 milhões de barris de petróleo é a reserva onshore do insumo no Espírito Santo em 2022

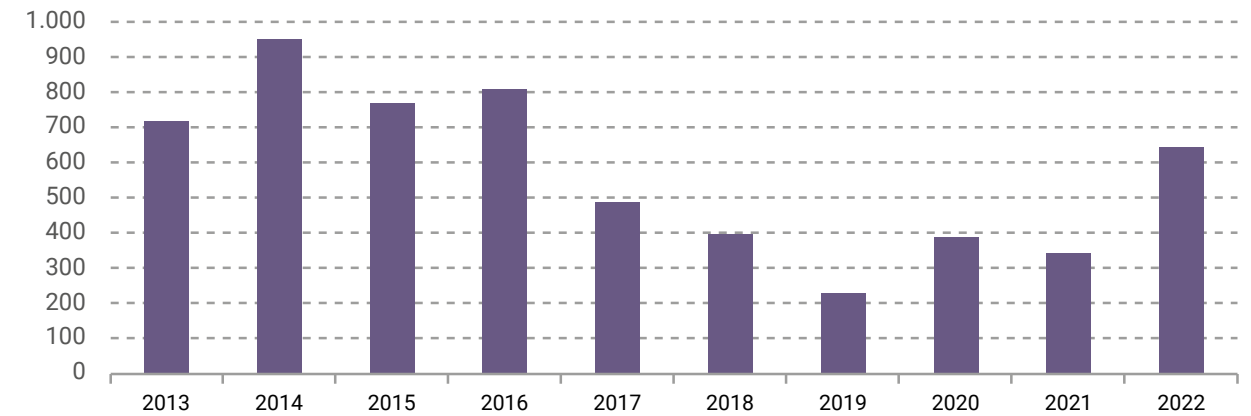
638 milhões de m³ de gás natural é a reserva onshore do insumo no Espírito Santo em 2022

Gráfico 14 - Reservas de petróleo onshore no Espírito Santo (em milhões de barris)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Gráfico 15 - Reservas de gás natural onshore no Espírito Santo (milhões de m³)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

2.5. Produção total de petróleo e gás natural

Em 2023, a produção brasileira de petróleo bateu recorde histórico e alcançou uma média de 3,4 milhões de barris por dia (bbl/d), 12,6% superior ao registrado em 2022. **O Espírito Santo produziu, em 2023, uma média de 169,7 mil barris de petróleo por dia, 23,0% superior ao que foi registrado no ano anterior** (gráfico 16). O estado se manteve na terceira posição com a maior produção de petróleo entre todas as unidades federativas, ficando atrás de Rio de Janeiro (2,9 milhões de bbl/d) e São Paulo (248,1 mil bbl/d). Vale pontuar que, entre 2011 e 2018, o Espírito Santo ocupou a segunda posição entre os maiores estados produtores de petróleo. O posto foi perdido, em 2019, para São Paulo, que observou notável crescimento em sua

produção do pré-sal do período considerado.

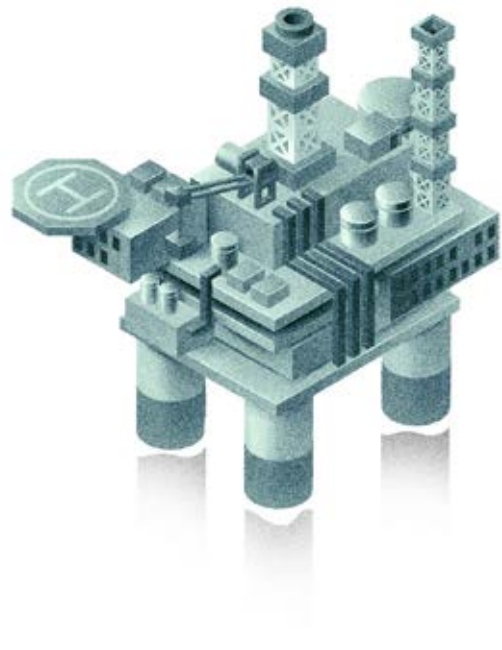
Já com relação ao gás natural, em 2023 a produção média brasileira foi de 150 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d), 8,7% superior ao registrado em 2022. **No Espírito Santo, foram produzidos 4,2 milhões de m³ por dia, volume 22,5% superior ao registrado no ano anterior** (gráfico 17). O valor posiciona o estado capixaba na quinta posição entre os estados com maior produção média diária de gás natural, ficando atrás do Rio de Janeiro (108,4 milhões de m³/d), Amazonas (14,3 milhões de m³/d), São Paulo (14,1 milhões de m³/d), e Bahia (4,3 milhões de m³/d).



169,7 mil barris de petróleo por dia (bbl/dia) foram produzidos no Espírito Santo em 2023



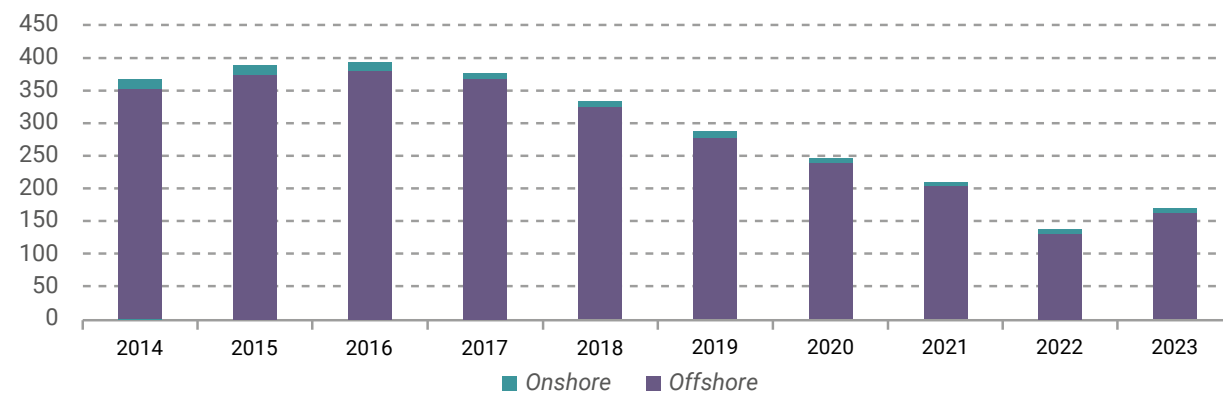
4,2 milhões m³/dia de gás natural foram produzidos no Espírito Santo em 2023



A explicação para o aumento na produção tanto de petróleo, quanto de gás natural no Espírito Santo em 2023 deve-se, principalmente, a três fatores. O primeiro está relacionado à maior produção nos Campos Jubarte e Golfinho, ambos offshore, em que o primeiro pode ser justificado pela retomada das operações do FPSO Cidade de Anchieta, e o segundo após a BW Offshore assumir as operações dos ativos vendidos pela Petrobras. O segundo fator diz respeito à recupe-

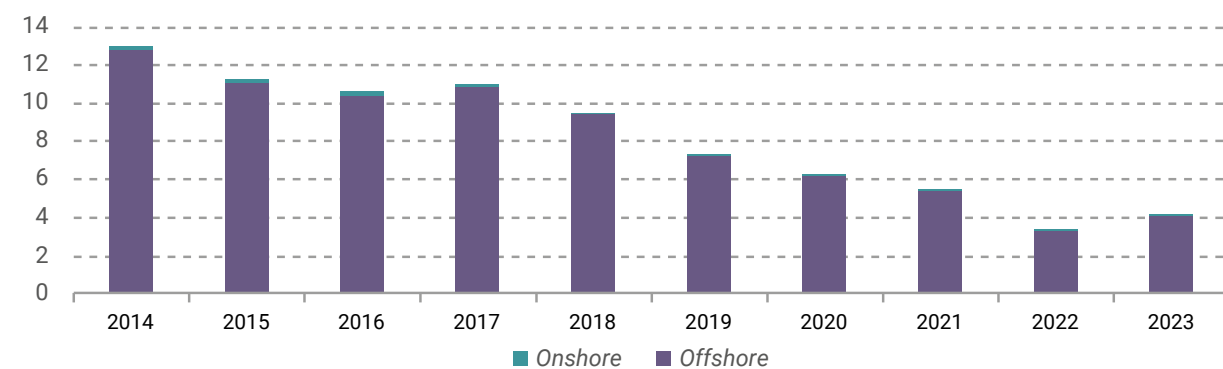
ração da produção em ambiente onshore na região norte do Espírito Santo, ocasionada pelo programa de desinvestimentos da Petrobras na região e os estímulos regulatórios promovidos pela ANP. Já o terceiro fator está relacionado à retomada da produção no Campo Abalone, integrante do Parque das Conchas, por parte da Shell Brasil. O desenvolvimento do campo faz parte do projeto de exploração de águas profundas da companhia, operacionalizado pela FPSO Espírito Santo.

Gráfico 16 - Produção total de petróleo no Espírito Santo (mil barris/dia)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Gráfico 17 - Produção total de gás natural no Espírito Santo (milhões de m³/dia)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

2.5.1. Produção de petróleo e gás natural offshore

Em 2023, a média de produção de petróleo offshore no Espírito Santo foi de 161,4 mil barris de petróleo (bbl/dia), 23,5% superior ao registrado no ano anterior. Já com relação ao gás natural, em 2023 a produção média capixaba foi de 4,1 milhões de m³/dia, 21,1% superior ao registrado no ano anterior. **Vale ressaltar que, em 2023, a produção de P&G capixaba reverteu a tendência de queda observada nos últimos anos. Para o petróleo, o estado observou recuos consecutivos na produção desde 2017, enquanto que para o gás natural as retrações ocorreram desde 2018.**

Quanto ao petróleo, o aumento produtivo pode ser explicado, principalmente, pela retomada da produção nos poços da camada do pré-sal. Entre 2021 e 2022, observou-se queda de 51,1% nesta produção, ao passo que em 2023 o crescimento de 29,6% contribuiu significativamente para o incremento da produção de petróleo offshore no Espírito Santo. No que tange ao gás natural, o aumento produtivo também é explicado pela retomada da produção nos poços da camada do pré-sal que, após queda de 47,2% entre 2021 e 2022, observou crescimento de 24,8% na passagem para 2023.

A produção de petróleo e gás natural offshore no Espírito Santo é oriunda de três localidades. As duas primeiras localizadas na Bacia de Campos, nos campos produtores do Parque das Baleias⁵ e do Parque das Conchas⁶. Por sua vez, a terceira parte está localizada nos campos produtores da Bacia do Espírito Santo⁷.

Na passagem de 2022 para 2023, o Parque das Baleias registrou um aumento de 24,9% e 26,2% na produção de petróleo e gás natural, respectivamente. A área produziu 129,4 mil barris de petróleo por dia (gráfico 18) e 3,2 milhões de m³ de gás natural por dia (gráfico 19), sendo responsável por produzir 80,3% do petróleo e 78,7% do gás natural offshore do Espírito Santo.

5. 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.

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

7. Composto pelos campos de Cação, Camarupim, Camarupim Norte, Canapu, Cangoá, Golfinho e Peroá.



offshore

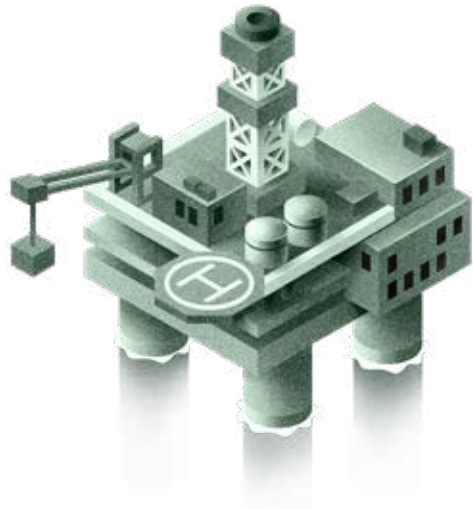
161,4 mil

barris de petróleo por dia (bbl/dia) foram produzidos no Espírito Santo em 2023

4,1 milhões

m³/dia de gás natural foram produzidos no Espírito Santo em 2023

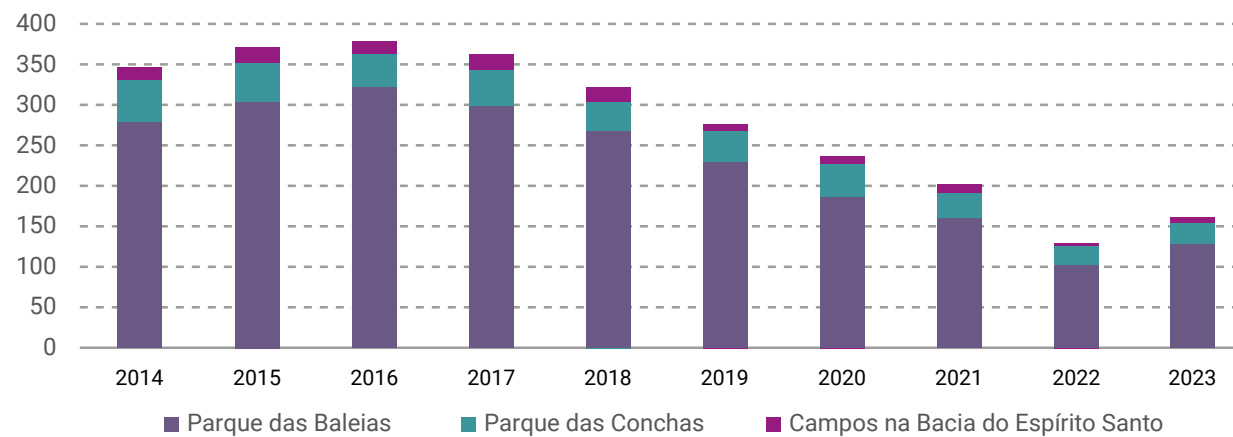




Já o Parque das Conchas registrou, na passagem de 2022 para 2023, um aumento de 10,9% e 25,2% na produção de petróleo e gás natural, respectivamente. O parque produziu 26,0 mil barris de petróleo (gráfico 18) e 282,4 mil m³ de gás natural (gráfico 19), sendo responsável por produzir 16,1% do petróleo e 7,0% do gás natural offshore do Espírito Santo.

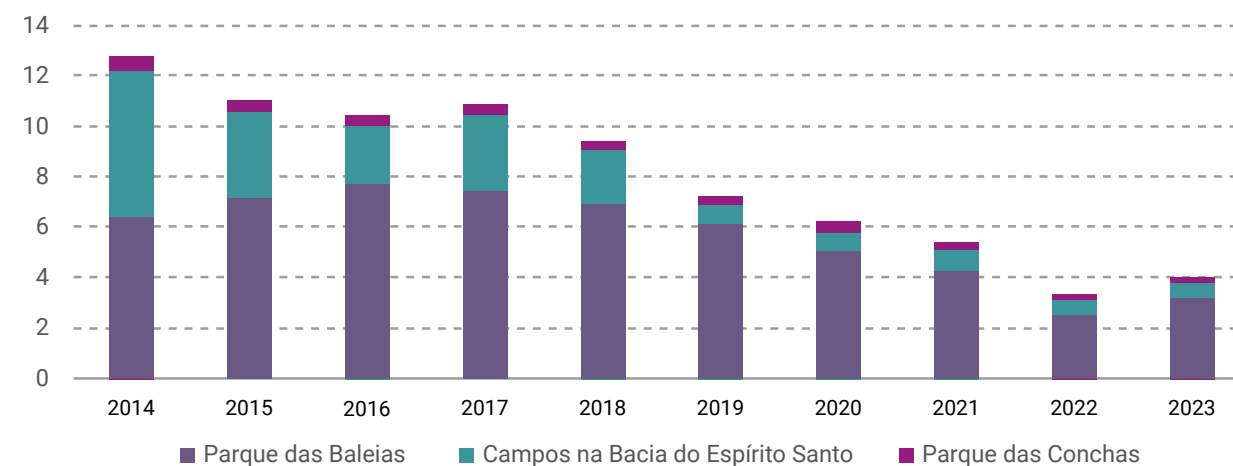
Por fim, os campos produtores da Bacia do Espírito Santo registraram um aumento na produção de petróleo e uma queda na produção de gás natural na passagem de 2022 para 2023. Para o petróleo, o aumento foi de 57,3%, alcançando uma produção de 5,8 mil barris por dia (gráfico 18). Já para o gás natural, a retração foi de 3,3%, alcançando a produção de 582,7 mil m³ por dia (gráfico 19).

Gráfico 18 - Produção de petróleo offshore no Espírito Santo por localização (mil barris/dia)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Gráfico 19 - Produção de gás natural offshore no Espírito Santo por localização (milhões de m³/dia)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

2.5.2. Produção de petróleo e gás natural onshore

Em 2023, a média de produção de petróleo onshore no Espírito Santo foi de 8,4 mil barris de petróleo por dia (bbl/dia), 17,9% superior ao registrado no ano anterior. Já com relação ao gás natural, no ano de 2023 a produção capixaba onshore mais do que dobrou em relação a 2022, atingindo a média de 121,2 mil m³/dia, valor 102,3% superior ao registrado no ano anterior.

Com relação a divisão por localização, 92,9% da produção de petróleo onshore no Espírito Santo esteve concentrada em dez campos produtores: Fazenda Alegre (38,3%), Cancã (11,6%), Inhambu (10,4%), Fazenda São Rafael (7,1%), Fazenda Santa Luzia (6,0%), Jacutinga (5,5%), Lagoa Parda (4,8%), Fazenda São Jorge (4,4%), São Mateus Leste (2,8%) e São Mateus (2,5%). Dentre eles, merece destaque a evolução produtiva, entre 2022 e 2023, dos campos de Inhambu (+527,4 bbl/dia), Jacutinga (+297,9 bbl/dia) e São Mateus Leste (+231,3 bbl/dia), todos operados pela Seacrest Petróleo.

A produção de gás natural onshore capixaba está concentrada em dez campos produtores que, juntos, somam 97,2% da produção total. Os campos são: São Mateus Leste (47,1%), Fazenda Alegre (13,5%), Fazenda Santa Luzia (11,4%), Fazenda São Rafael (7,1%), Lagoa Parda (6,7%), Rio São Mateus (5,4%), Rio Ipiranga (2,8%), Cancã (1,6%), Jacutinga (0,9%) e Lagoa Parda Norte (0,85%).

A respeito do aumento expressivo na produção de petróleo (+17,9%) e gás natural (+102,3%) onshore no Espírito Santo em 2023, vale mencionar a importância da recuperação produtiva na região norte do estado, ocasionada, principalmente, pelo programa de desinvestimentos da Petrobras na região e pelos estímulos regulatórios promovidos pela ANP. Neste sentido, destaca-se o papel das novas petroleiras em operação no estado, em que quatro empresas concentraram 99,6% da produção de petróleo e 99,9% da produção de gás natural onshore em 2023 (tabela 1).



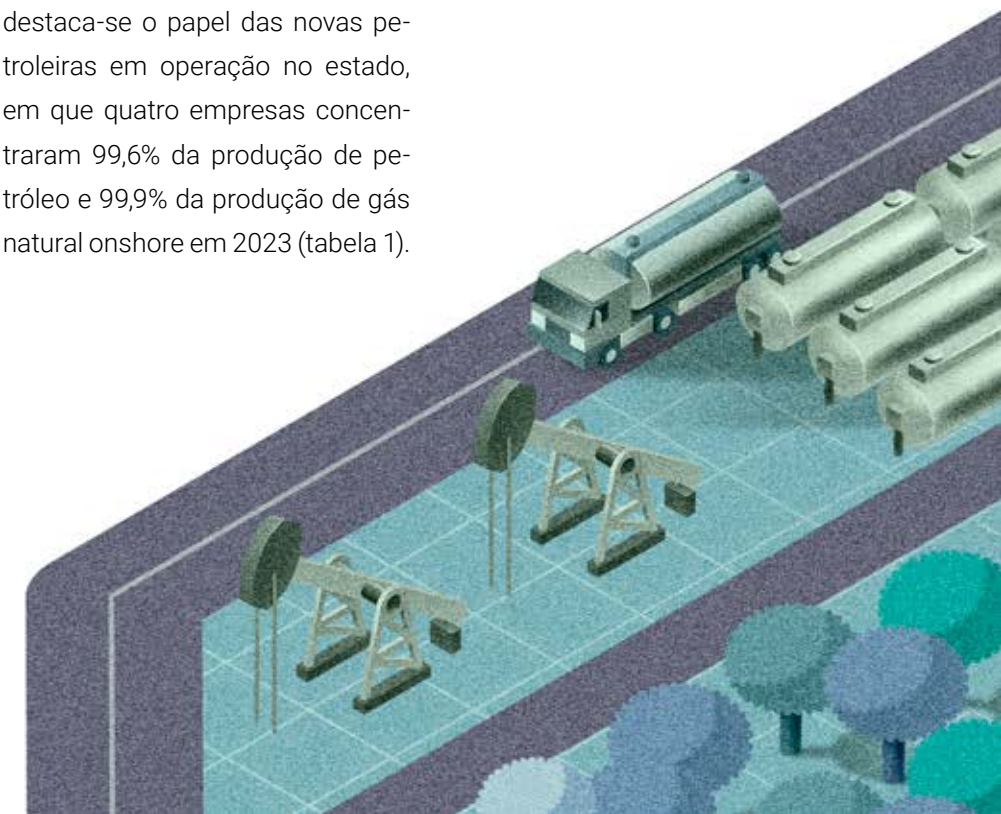
onshore

8,4 mil

barris de petróleo por dia (bbl/dia) foram produzidos no Espírito Santo em 2023

121,2 mil

m³/dia de gás natural foram produzidos no Espírito Santo em 2023



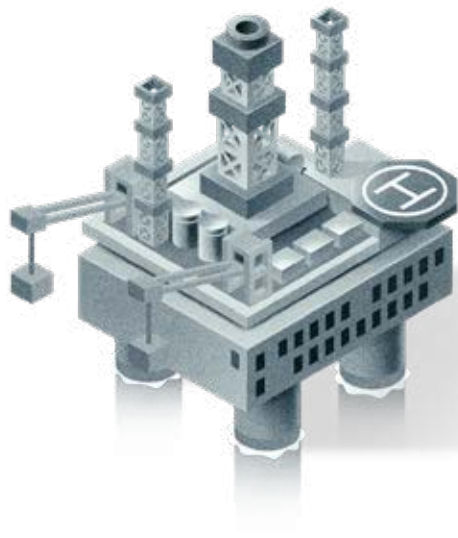
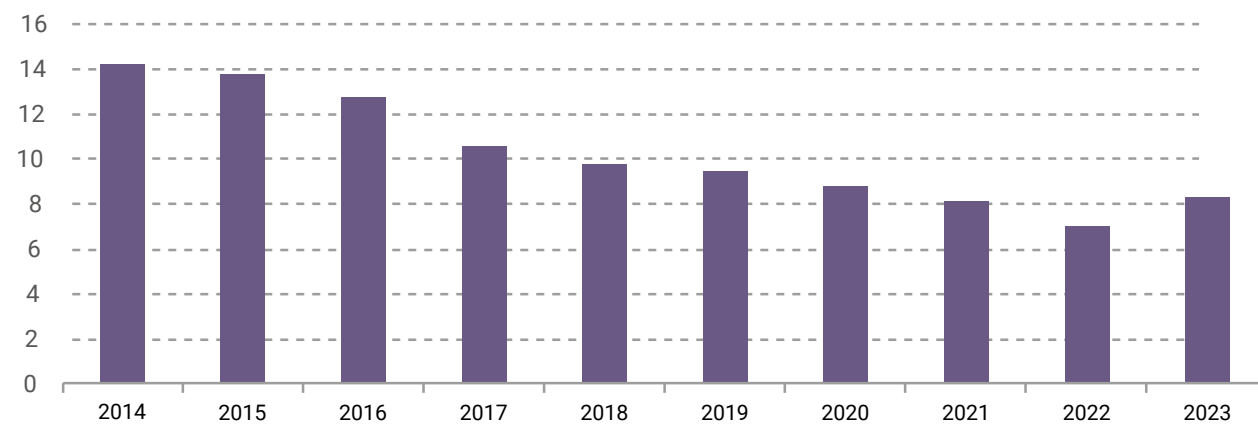


Tabela 1 - Participação das principais empresas operadoras na produção de P&G onshore no Espírito Santo em 2023

Empresa	Petróleo	Gás Natural
Seacrest Petróleo	91,0%	89,4%
Capixaba Energia	5,2%	7,6%
Imetame	1,7%	2,8%
BGM	1,7%	0,2%
Mandacaru Energia	0,25%	0,02%
Vipetro	0,14%	0,02%

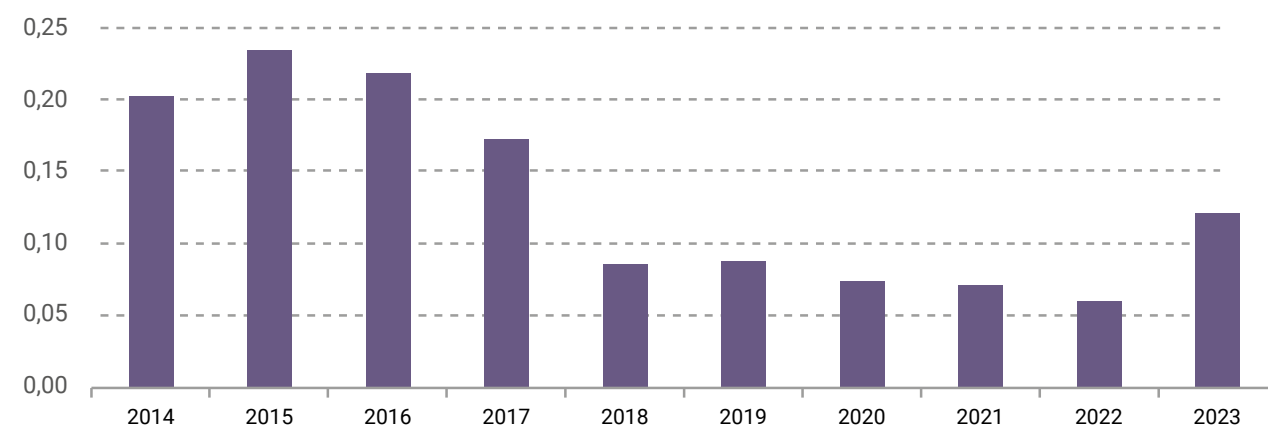
Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes.

Gráfico 20 - Produção de petróleo onshore no Espírito Santo (mil barris/dia)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Gráfico 21 - Produção de gás natural onshore no Espírito Santo (milhões de m³/dia)



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes



INVESTIMENTO DA PRIO: DESENVOLVIMENTO DA CADEIA DE FORNECEDORES

Jean Carlos Calvi

Gerente Executivo de Perfuração e Subsea da PRIO



Contribuição
da PRIO

A jornada da PRIO começou junto com a abertura do mercado e o desenvolvimento de exploração e de produção de campos maduros no Brasil. Com esse novo setor se desenvolvendo, surgiram empresas, empregos, maior arrecadação de royalties e também novas demandas para fornecedores. Onde a produção de petróleo é mais desafiadora, a busca por eficiência e resultado também é mais acirrada, o que acaba por trazer dinamismo e novos desafios para o mercado.

Com mais empresas se espelhando no estilo de operar da PRIO, novos e antigos fornecedores encontram oportunidade de crescimento, mas também a neces-

sidade de mudarem sua forma de trabalhar. Surgem pedidos em escalas menores, com mais agilidade, menos burocracia, mais foco no resultado e em redução de custos ao longo do processo. Em contrapartida, essas empresas possuem grande demanda de projetos de continuidade operacional. O campo maduro demanda mais serviços para manter a produção, portanto ele estimula mais a cadeia de fornecedores.

Wahoo e a nossa chegada ao Espírito Santo

Um dos nossos projetos emblemáticos e mais recentes da PRIO é Wahoo, localizado na Bacia de Campos, em território capixaba, e que se destaca por ser pioneiro na América Latina por sua complexidade e inovação. Para tornar a sua produção economicamente viável, a PRIO optou pela estratégia

de interligar as operações de forma submarina - por meio de um tieback de 35 km - conectando os poços de Wahoo ao navio FPSO Valente, responsável pela produção do campo de Frade.

Para executar uma obra submarina desta magnitude - de forma que traga retorno econômico para a empresa, segurança, sustentabilidade para a operação e para o meio ambiente - era preciso contar com uma cadeia de fornecedores capacitada e disposta a atender as exigências e complexidades do processo, tanto em estrutura, quanto em tecnologia, custo e prazo.

E para colocar em prática esse projeto ousado e inovador, investimos

na cadeia de fornecedores de duas maneiras: primeiro, atraindo empresas estrangeiras com experiência em projetos similares, agora estabelecidas no Brasil e prontas para atender toda a indústria de óleo e gás; segundo, desenvolvendo fornecedores locais, capacitando-os para entregas diferenciadas e de alta qualidade.

Antes mesmo do início da operação do campo, o projeto já movimentou mais de R\$ 1 bilhão em investimentos na cadeia de suprimentos local. A indústria precisou evoluir para atender a demanda da PRIO e isso vai deixar um legado para futuros clientes dessas empresas, que estão se reinventando e desenvolvendo expertise para também serem referência no setor.

Case Prysmian e novos fornecedores

Wahoo já começou demandando algo inédito: cabos umbilicais de 30 km, os mais longos do país, até então. Para botar o plano em prática, foram realizadas diversas pesquisas, surgindo a necessidade de ter uma produção única de algumas unidades deste umbilical, sem emendas (que geram custos de implementação, manutenção e maiores riscos para o processo). Esses equipamentos serão os responsáveis por carregar a estrutura elétrica, hidráulica e química que controla a produção submarina.

Para isso, foi feita uma parceria com a Prysmian, líder global em soluções de cabos e sistemas de energia. A empresa ampliou a estrutura e os empregos em sua fábrica em Vila Velha para atender inicialmente um contrato de cerca de R\$ 460 milhões,

além de fazer ajustes no tamanho do material produzido. Com isso, pudemos trazer ganhos para ambas as partes, garantindo um produto de qualidade e gerando expertise a ser compartilhada com outras empresas do setor.

Além da Prysmian, a PRIO viabilizou a entrada e desenvolvimento de outras empresas no estado, como a Deepsea, Shawcor e Vallourec. Estas trouxeram sua capacidade técnica e know-how de projetos globais para atender a demandas referentes a equipamentos submarinos como manifolds, tubos pipeline de aço-carbono e material isolante térmico para garantir o escoamento da produção.

Além dos fabricantes de equipamentos grandes mencionados, também são necessários para a empreitada uma série de fornecedores de serviços locais como solda, caldearia, cais portuário, transporte rodoviário, balsa, içamento para embarque de equipamentos e materiais para construção do campo de Wahoo. Toda essa cadeia segue se desenvolvendo e agora atendendo a demais empresas do setor.

Sustentabilidade, evolução do setor e legado

Ao todo, a PRIO está investindo cerca de R\$ 4,5 bilhões no projeto, cerca de 80% deste valor em contratações e desenvolvimento de empresas fornecedoras. Ao longo de sua produção, o campo de Wahoo deve chegar a produzir até 40 mil barris de óleo por dia, gerando mais de R\$ 3 bilhões de royalties para o Estado e União.

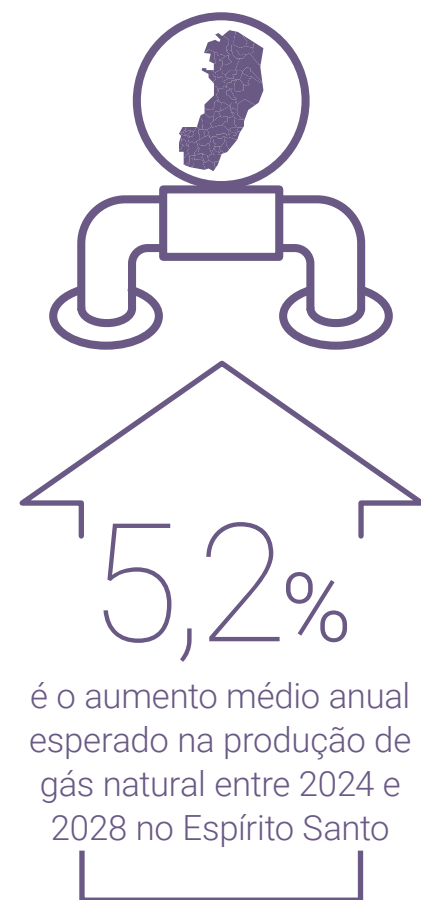
Esse investimento está diretamente associado a um legado para a região não apenas econômico, mas também de sustentabilidade.

Estamos falando de um projeto que conta com viés de redução no consumo de diesel (demanda menos embarcações no processo), mais segurança para processos e pessoas, e que contribui para uma evolução da indústria de energia.

Acreditamos que essa transformação no mercado nacional possa atrair cada vez mais empresas de diferentes tamanhos para viabilizar novos projetos como esse. Estamos comprometidos em continuar desempenhando um papel fundamental na introdução de novas empresas, métodos e práticas que agreguem valor ao setor de energia. Acreditamos que assim, estamos juntos construindo um futuro mais promissor e responsável para todos.



Frade (FPSO/Operação a qual o campo de Wahoo estará integrado)



2.6. Projeção da produção

Pelo segundo ano consecutivo, a Findes, por meio do Observatório da Indústria, apresenta, neste anuário, os cenários de 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 do setor, podendo antecipar cenários e pautar ações do poder público e privado.

A metodologia utilizada para o cálculo da projeção da produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo utiliza regras contábeis para captar a tendência da produção com foco na oferta regional do insumo. A partir da análise minuciosa do perfil da oferta de hidrocarbonetos, relacionados com as fases de exploração e produção de cada campo, operador e plataforma, os valores foram projetados até o ano de 2028. Ademais, os cálculos foram realizados no sentido de reproduzir os padrões históricos de produção em cada poço produtor do estado.

2.6.1. Projeção da produção offshore no Espírito Santo

A produção offshore representa parcela majoritária do volume total produzido de petróleo e gás natural no Espírito Santo. A evolução da extração no mar é responsável pela maior parte da produção do estado e, para os próximos anos,

Espera-se que, entre 2024 e 2028, a produção de petróleo registre um aumento médio anual de 5,1%, alcançando, no último ano projetado, um volume de produção de 218,4 mil de barris por dia. Para o gás natural, projeta-se um aumento de 5,2% na produção média anual entre 2024 e 2028, alcançando, ao final do período, uma produção de 5,5 milhões de m³ por dia do insumo.

Entre meados da última década até 2022, o Espírito Santo manteve tendência acelerada de queda na produção de petróleo e de gás natural. Em 2023, o estado observou uma recuperação na produção, tanto no ambiente onshore como no offshore. Enquanto que, para 2024, é esperada relativa estabilidade, os anos de 2025 e 2026 devem ser marcados por crescimento mais acelerado, tanto para o petróleo como para o gás natural.

espera-se que essa configuração não seja alterada. Entre 2024 e 2028, a produção de petróleo offshore deverá registrar um crescimento de 4,8%, alcançando ao final do período uma produção média de 203,4 mil barris por dia.

Para o gás natural offshore, projeta-se um aumento de 4,6% entre 2024 e 2028, alcançando uma produção diária média de 5,0 milhões de m³ no último ano (gráfico 22).

A produção de petróleo e gás natural offshore capixaba está concentrada no Parque das Baleias e no Parque das Conchas. Em 2022, a produção atingiu o menor valor desde 2009, tanto para o petróleo como para o gás natural, explicado, principalmente, pelo decaimento natural dos campos produtores e por problemas operacionais.

É esperado que o processo de decaimento natural da produção continue impactando negativamente o desempenho no curto prazo, sendo esta a principal justificativa para a variação fraca esperada na produção em 2024. Uma alteração mais consistente é esperada para 2025 e 2026, período em que a Petrobras pretende colocar em funcionamento a nova plataforma (FPSO) Maria Quitéria⁸ no Parque das Baleias e a PRIO deverá aumentar os volumes extraídos no campo de Wahoo⁹, onde é esperado que a produção inicie ainda em 2024.

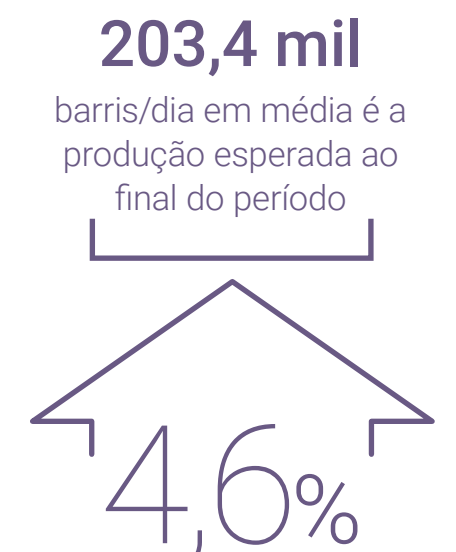
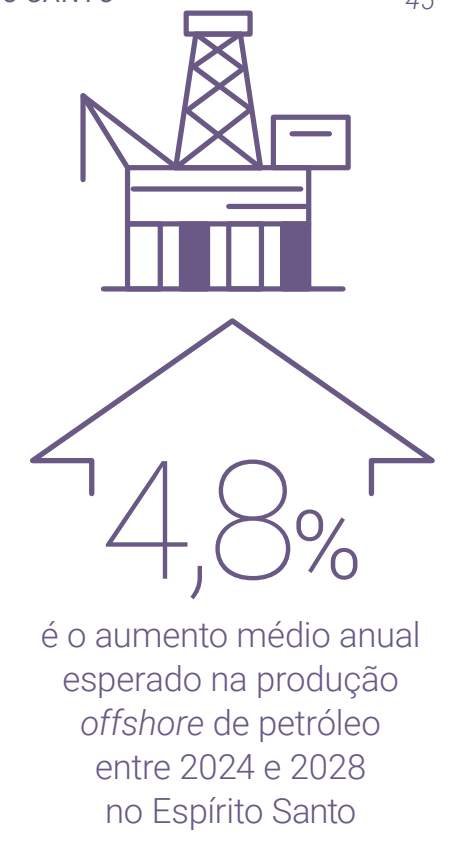
Outro fator responsável pelo aumento dos volumes extraídos de petróleo e gás projetados a partir de 2025, diz respeito à venda, pela Petrobras, da operação de ativos maduros. A estratégia tende a melhorar o desempenho

destes campos produtores, uma vez que os novos proprietários investem na revitalização e prolongamento da vida útil destas concessões – processo que não fazia parte dos planos da estatal. Neste sentido, destacam-se a aquisição do Polo Peroá, pela 3R Petroleum e a aquisição dos campos de Golfinho, Canapu, Camarupim Norte e Bloco BM-ES-23, pela BW Energy. A partir do potencial produtivo dos campos operados, foram projetados aumentos dos volumes produzidos por ambas as empresas no período de análise considerado.

No que tange à projeção de queda na extração de petróleo e gás natural a partir de 2027, o processo deve-se, principalmente, à expectativa de que os volumes adicionados pela FPSO Maria Quitéria (Petrobras) e pelo campo de Wahoo (PRIO) entrem em declínio neste período. Os gráficos 22 e 23 apresentam a evolução recente e a projeção da produção offshore capixaba até 2028.

8. A FPSO Maria Quitéria será instalada no Parque das Baleias (Campo de Jubarte), em 2025, e terá capacidade máxima de processamento de 100 mil barris de óleo e 5 milhões de m³ de gás natural por dia. A plataforma será a primeira totalmente elétrica do Brasil.

9. A produção será feita através da interligação dos campos de Wahoo e Frade, que também é operado pela PRIO. Os poços serão conectados ao FPSO Valente, já locado no campo de Frade, no RJ. A companhia estima uma produtividade média de 10 mil bbl/d por poço e que a produção total alcançará 40 mil bbl/d.



é o aumento médio anual esperado na produção offshore de gás natural entre 2024 e 2028 no Espírito Santo

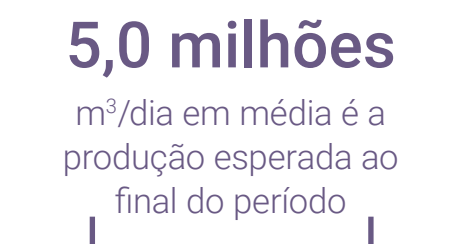
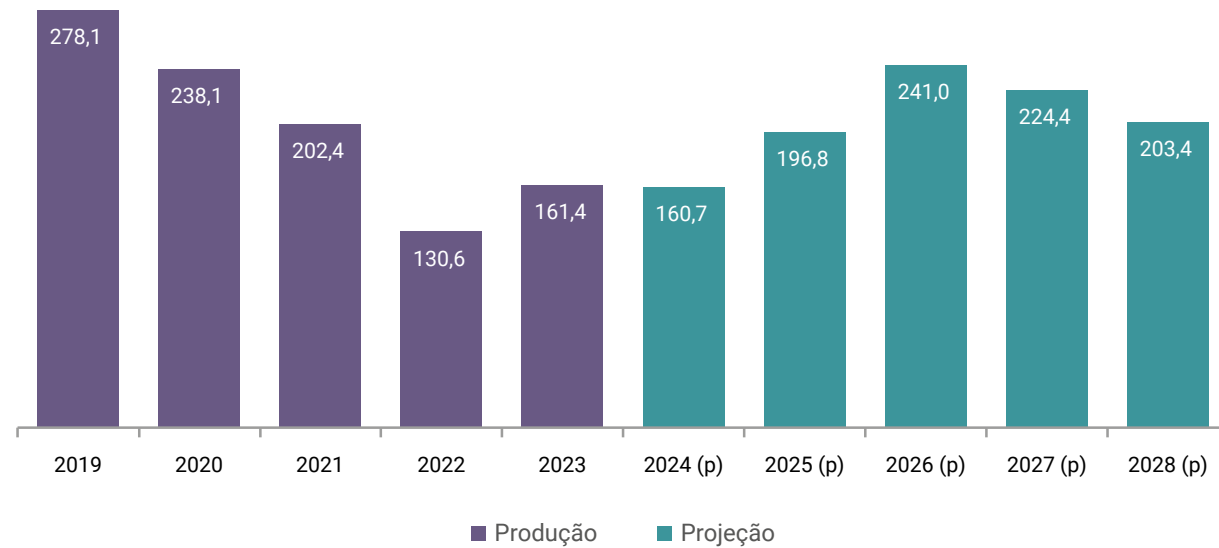
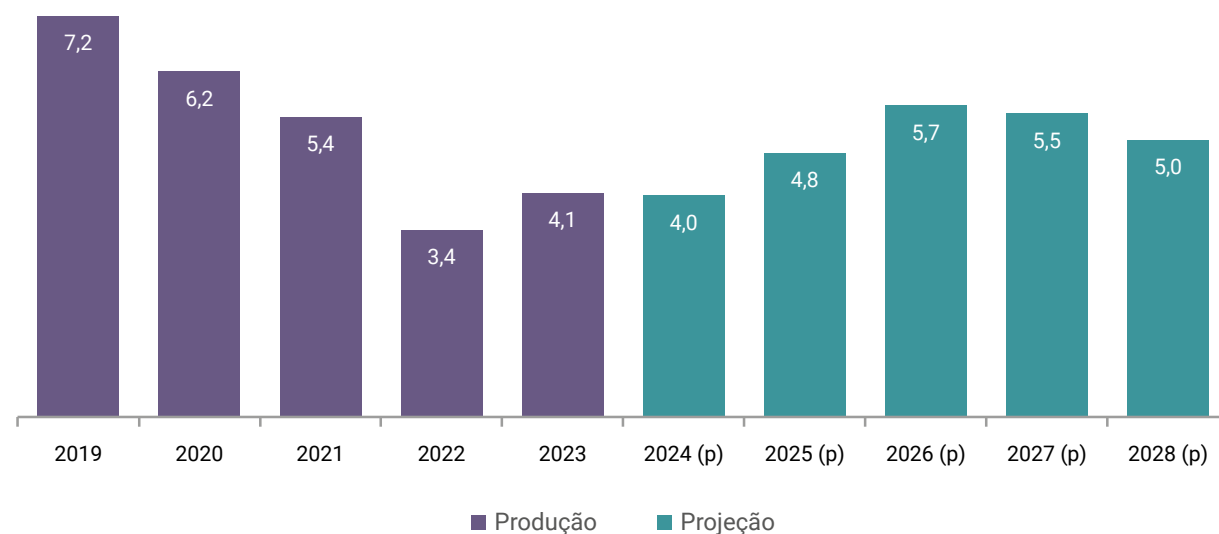
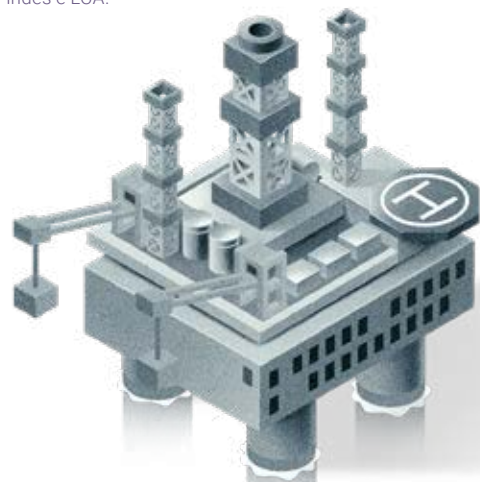


Gráfico 22 - Projeção da produção *offshore* de petróleo no Espírito Santo (mil barris/dia)

Elaboração: Observatório da Indústria/Findes e LCA.

Gráfico 23 - Projeção da produção *offshore* de gás natural no Espírito Santo (milhões de m³/dia)

Elaboração: Observatório da Indústria/Findes e LCA.



2.6.2. Projeção da produção onshore 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. Espera-se que entre 2024 e 2028 a produção de petróleo em terra observe um crescimento médio anual de 8,6%, alcançando, no último ano, uma produção média de 15,0 mil barris por dia. Para o gás natural, projeta-se uma expansão média anual de 12,8% entre 2024 e 2028, alcançando uma produção diária média de 470,5 mil m³ ao final do período.

Até 2022 a produção em terra observou tendência de queda devido aos principais campos serem maduros e majoritariamente operados pela Petrobras, que não possuía foco no desenvolvimento dessas operações. O ano de 2023 foi marcado pela recuperação da produção onshore ocasionada, principalmente, pelo programa de desinvestimentos da Petrobras, que transferiu ativos da empresa para outras petroleiras. Destaca-se que apesar do volume menos representativo no total produzido, a extração em terra apresenta maior diversidade de campos, operadores e unidades de produção.

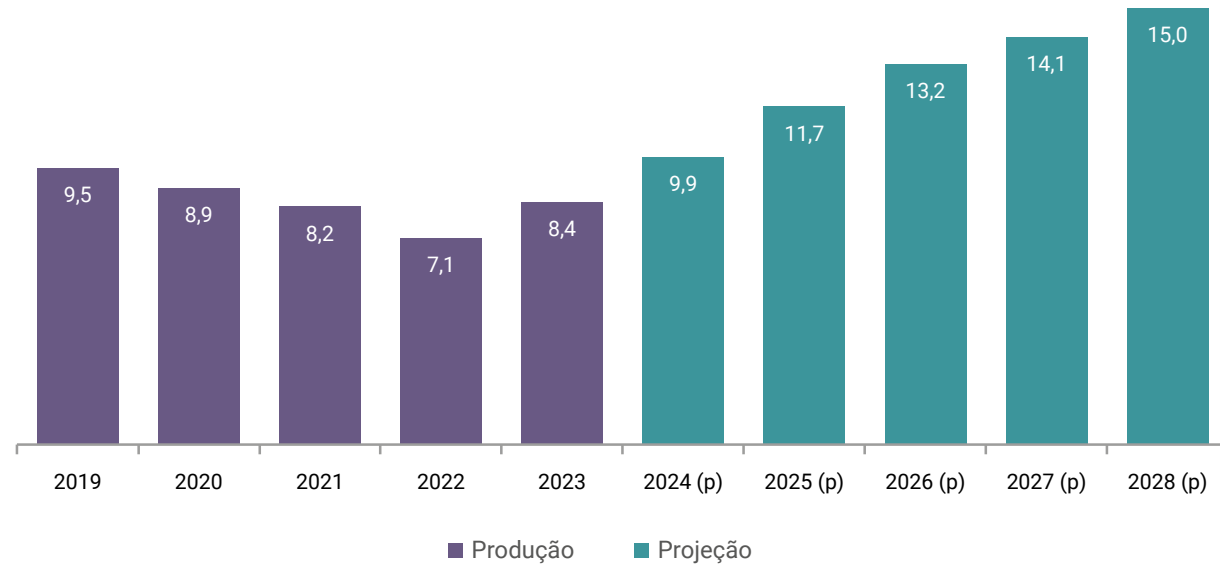
Para os próximos anos, projeta-se um aumento expressivo da produção onshore no Espírito Santo por conta de três fatores principais. O primeiro está relacionado aos novos operadores, que devem continuar a investir na revitalização, prolongamento da vida útil e expansão das concessões - o que tende a melhorar o desempenho dos campos produtores. O segundo fator diz respeito aos diversos indícios de hidrocarbonetos e declarações de comercialidade registrados no estado desde 2020 (apontados no início do capítulo). Já o terceiro fator se refere às aquisições de blocos terrestres nas últimas rodadas de licitação da ANP, sinalizando aumentos futuros no número de projetos em território capixaba.

Adicionalmente, vale mencionar também os planos de crescimento da Seacrest Petróleo, que se tornou o player mais relevante da produção onshore no Espírito Santo e atualmente concentra 91,0% da produção de petróleo e 89,4% da produção de gás em terra. A companhia, que possui planos ambiciosos de crescimento, espera triplicar a produção em 2025 (em relação a 2023) e mais do que quadruplicar no longo prazo.

Os gráficos 24 e 25 apresentam a evolução recente e a projeção da produção offshore capixaba até 2028.

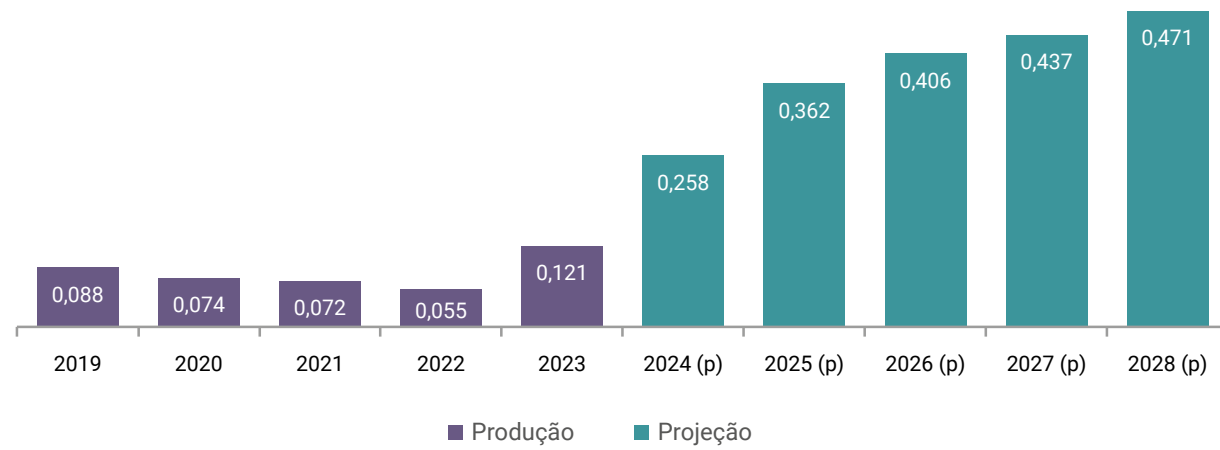


Gráfico 24 - Projeção da produção onshore de petróleo no Espírito Santo (mil barris/dia)

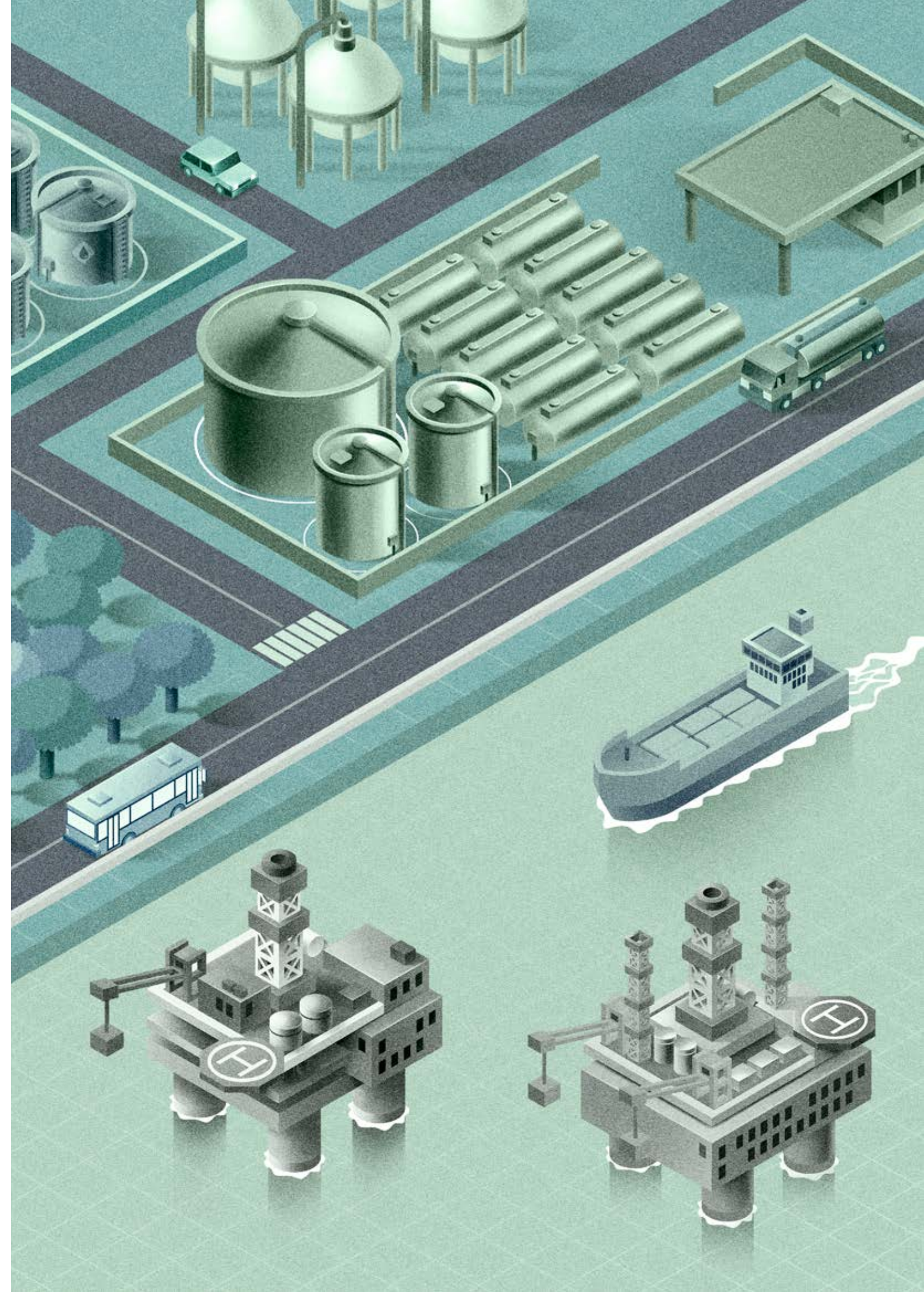


Elaboração: Observatório da Indústria/Findes e LCA.

Gráfico 25 - Projeção da produção onshore de gás natural no Espírito Santo (milhões de m³/dia)



Elaboração: Observatório da Indústria/Findes e LCA.



Capítulo 3

REFLEXOS
ECONÔMICOS

A exploração e produção de petróleo e gás natural são atividades que geram uma série de demandas por bens e serviços especializados, criando assim um mercado dinâmico e multifacetado em seu entorno. Desde a fase inicial de prospecção até a extração e refino, cada etapa desse processo requer uma ampla gama de produtos e serviços, incluindo equipamentos de perfuração, tecnologia de ponta para monitoramento e controle, transporte especializado, serviços de consultoria em engenharia e geologia, entre outros.

Essa expansão também impulsiona a criação de empregos qualificados em diversas áreas, desde engenheiros e técnicos especializados até profissionais de logística e gestão ambiental. Além disso, os

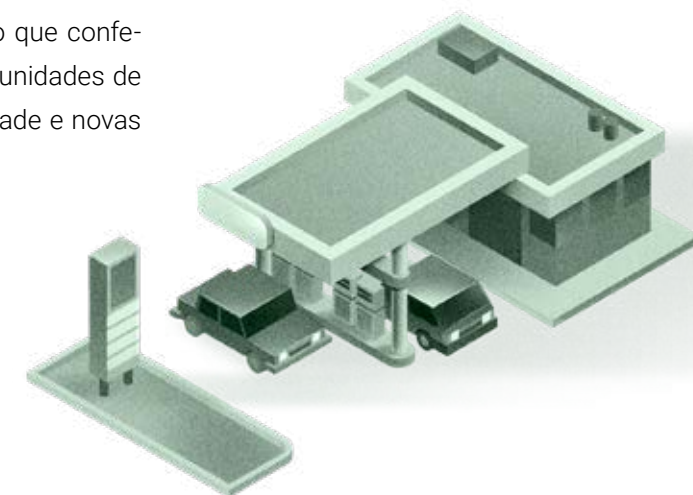
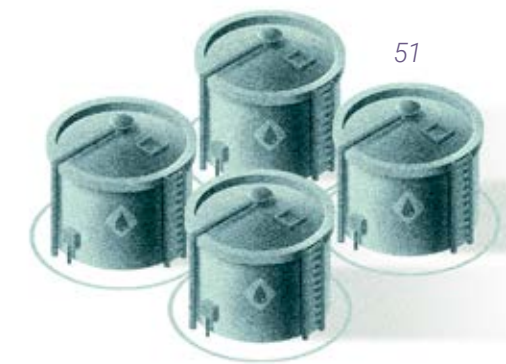
investimentos necessários para sustentar as operações de exploração e produção contribuem para o crescimento econômico das regiões envolvidas, estimulando a geração de renda nessas localidades.

Outro aspecto importante é o impacto financeiro dessa atividade. As empresas envolvidas na exploração de petróleo e gás natural são submetidas a regimes de compensações financeiras que incluem o pagamento de royalties e participações especiais. Além disso, incentivada pelo descobrimento de novas técnicas e processos operacionais, o setor de petróleo e gás natural possui grandes investimentos em pesquisa e inovação, o que confere uma gama de oportunidades de aumento de produtividade e novas frentes de negócios.

3.1. Empresas e empregos no encadeamento produtivo do setor de P&G

No contexto do Estado do Espírito Santo, a cadeia do setor de petróleo pode ser segmentada em cinco elos: (i) exploração e produção (E&P), também conhecida como upstream, que consiste nas atividades propriamente ditas de extração e produção de P&G; (ii) derivados, que são as atividades relacionadas ao processamento do petróleo e do gás natural; (iii) abastecimento,

que consiste na transformação e comercialização dos produtos de P&G; (iv) petroquímica, 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.



565

empresas no Espírito Santo atuando na cadeia produtiva de P&G em 2021

11.285

empregos diretos gerados pela cadeia produtiva de P&G em 2021

Tabela 2 - Número de empresas e empregos no encadeamento produtivo do setor de Petróleo e Gás Natural (P&G) no Espírito Santo - 2022

Elos da cadeia	Empresas	Participação (%)	Empregos	Participação (%)
E&P	37	6,5	1.723	15,3
Derivados de petróleo	4	0,7	68	0,6
Petroquímicos	6	1,1	165	1,5
Abastecimento	50	8,8	784	6,9
Cadeia Fornecedora	468	82,8	8.545	75,7
Total	565	100,0	11.285	100,0

Fonte: Ministério do Trabalho e Previdência | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Distribuição das empresas no Espírito Santo atuando na cadeia produtiva de P&G:

Cadeia fornecedora	82,8%
Abastecimento	8,8%
E&P	6,5%
Petroquímica	1,1%
Derivados de petróleo	0,7%

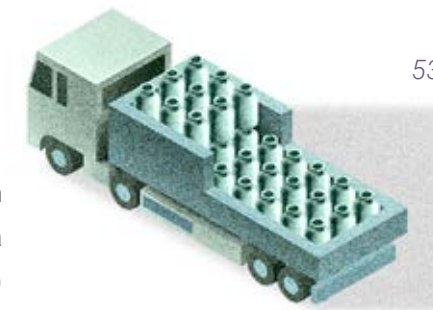
Em 2022, o encadeamento produtivo do setor de P&G possuía 565 empresas e 11.285 empregos diretos no Espírito Santo (tabela 2). Esse total de empresas representou 2,2% de todas as empresas nacionais do segmento e 0,6% de todas as empresas do estado. Já o total de empregados representou 2,5% de todos os trabalhadores nacionais do segmento e 1,1% de todos os trabalhadores do Espírito Santo.

As empresas estavam distribuídas da seguinte forma: 82,8% na cadeia fornecedora; 8,8% no abastecimento; 6,5% em Exploração e Produção (E&P); 1,1% nas empresas petroquímicas e 0,7% nos derivados de petróleo. Já os trabalhadores estavam alocados da seguinte forma: 75,7% na cadeia fornecedora; 15,3% em Exploração e Produção (E&P); 6,9% no abastecimento; 1,5% nas empresas petroquímicas; 0,6% nas empresas de derivados de petróleo.

Devido à natureza multidisciplinar exigida para operar na indústria do petróleo e gás natural, a composição da força de trabalho neste setor é diversificada, incluindo uma ampla variedade de ocupações, diferentes faixas etárias e níveis variados de qualificação. A tabela 3 apresenta o perfil do trabalhador da cadeia de P&G completa.

Em 2022, o encadeamento produtivo do setor de P&G contou com 508 ocupações distintas, entre as principais estão: soldador (5,8%), assis-

te administrativo (4,1%), mecânico de manutenção de máquinas (4,0%), motorista de caminhão (2,9%), auxiliar de escritório (2,8%), alimentador de linha de produção (2,8%). Em relação à faixa etária, 34,2% dos trabalhadores da cadeia de P&G capixaba possuíam entre 30 a 39 anos (3.865) e 38,8% dos empregados possuíam mais de 40 anos (4.382). Com relação à escolaridade dos trabalhadores em 2022, 61,9% possuíam o ensino médio completo, 15,5% possuíam o superior completo e 0,5% possuíam mestrado e doutorado.



Como consequência da qualificação dos seus empregados, em 2022 a remuneração média mensal do setor P&G no Espírito Santo foi de R\$ 6.307,0 e a do Brasil foi

de R\$ 6.820,4. Estes valores foram superiores à remuneração média mensal total do estado (R\$ 3.533,0) e do país (R\$ 3.861,1).

Tabela 3 - Características do mercado de trabalho da cadeia de P&G no Espírito Santo - 2022

	ES	BR	ES/BR %
PRINCIPAIS OCUPAÇÕES			
Soldador	660	17.987	3,7
Assistente administrativo	466	16.639	2,8
Mecânico de manutenção de máquinas	448	8.138	5,5
Motorista de caminhão	323	14.713	2,2
Auxiliar de escritório	315	13.918	2,3
Alimentador de linha de produção	286	18.874	1,5
Preparador de estruturas metálicas	282	3.149	9,0
Técnico em segurança no trabalho	275	6.927	4,0
Montador de estruturas metálicas	272	9.992	2,7
Almoxarife	270	6.436	4,2
FAIXA ETÁRIA			
10 a 14	2	53	3,8
15 a 17	134	2.021	6,6
18 a 24	1.427	48.155	3,0
25 a 29	1.475	56.291	2,6
30 a 39	3.865	146.014	2,6
40 a 49	2.826	119.232	2,4
50 a 64	1.447	70.762	2,0
65 ou mais	109	7.370	1,5
ESCOLARIDADE			
Analfabeto	18	805	2,2
Até 5ª Incompleto	80	5.438	1,5
5ª Completo Fundamental	84	5.062	1,7
6ª a 9ª Fundamental	314	14.226	2,2
Fundamental Completo	628	29.253	2,1
Médio Incompleto	976	22.556	4,3
Médio Completo	6982	257.150	2,7
Superior incompleto	403	23.497	1,7
Superior Completo	1747	89.107	2,0
Mestrado	49	2.380	2,1
Doutorado	4	424	0,9
SALÁRIO MÉDIO NOMINAL			
Salário Médio	R\$ 6.307,0	R\$ 6.820,4	-

Fonte: Ministério do Trabalho e Previdência | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

3.2. Participações Governamentais

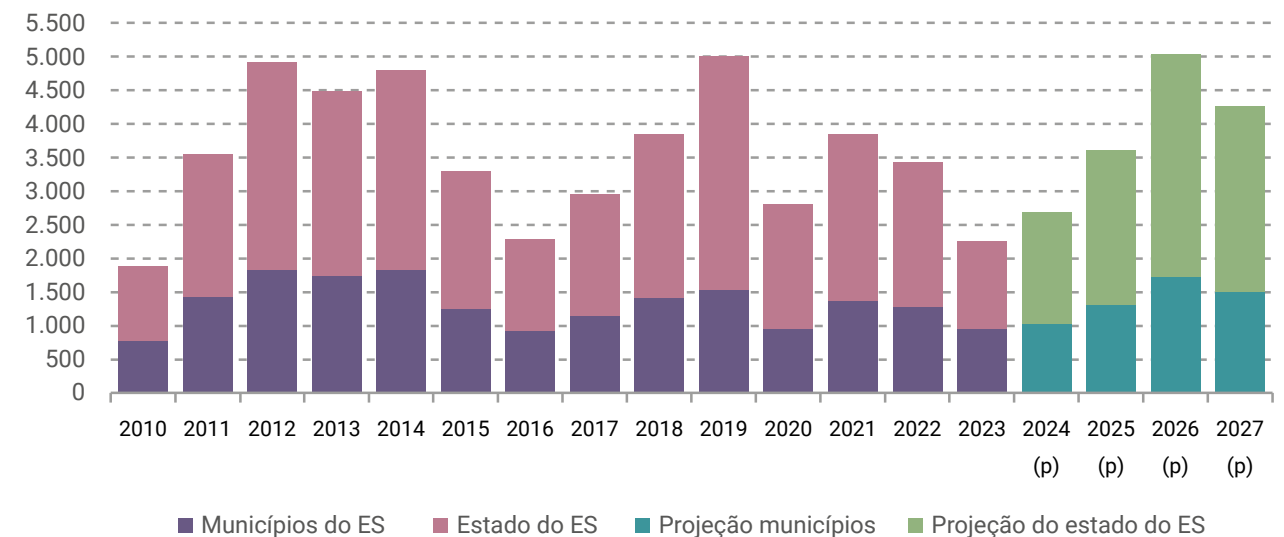
As participações governamentais são compensações financeiras pagas pelas petroleiras como contrapartida pela exploração de um recurso natural finito. As participações governamentais podem ser divididas entre Royalties e Participações Especiais (PE).

Os Royalties são uma compensação financeira calculada por meio da aplicação de uma alíquota prevista em contrato, que varia entre 5% a 15%, sobre o faturamento do poço produtor. Já as Participações Especiais (PE) são uma compensação financeira paga pelas empresas petroleiras que possuem campos com grande produtividade. Ou seja, trata-se de um pagamento extraordinário relacionado ao nível de produção de uma área. A apuração do valor a ser pago em PE ocorre por meio da aplicação de alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo.

Em 2023, a produção brasileira de petróleo e gás natural pagou R\$ 92,4 bilhões em participações governamentais¹⁰, sendo 25,1% inferior ao que foi registrado no ano anterior, já descontado os efeitos da inflação. Essa compensação foi destinada à União, aos estados e aos municípios. A composição desses pagamentos no país foi de: 58,1% em royalties e 41,9% em participações especiais.

Já no Espírito Santo, o total de participações governamentais foi de R\$ 2,3 bilhões, em 2023, valor 34,4% inferior em relação a 2022. Houve o pagamento de R\$ 1,5 bilhão referente aos Royalties e R\$ 0,8 bilhão referente às Participações Especiais. O estado recebeu a terceira maior arrecadação de participações governamentais, atrás apenas do Rio de Janeiro (R\$ 42,3 bilhões) e de São Paulo (R\$ 4,0 bilhões). As participações governamentais destinadas ao governo estadual somaram R\$ 1,3 bilhão (queda real de 40,9% em relação a 2022) e as destinadas aos municípios capixabas totalizaram R\$ 977 milhões (queda real de 23,3% em relação a 2022).

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



Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes
Valores constantes - IPCA acum. jan-dez 2023

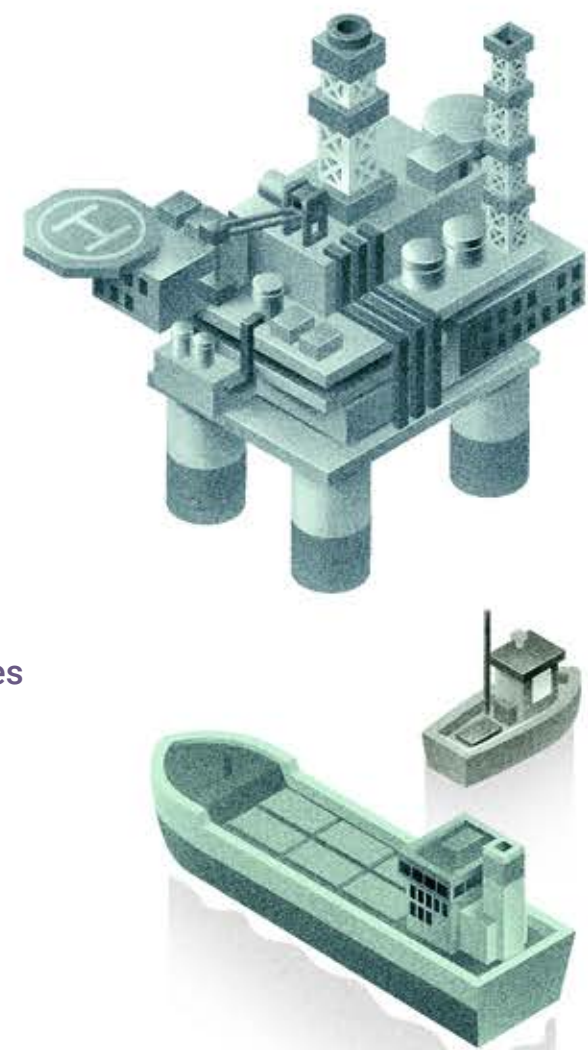


R\$ 92,4 bilhões

pagos pela produção de petróleo e gás natural ao Brasil em **participações governamentais** em 2023

R\$ 2,3 bilhões

pagos pela produção de petróleo e gás natural ao Espírito Santo em **participações governamentais** em 2023



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



17%

foi a queda na cotação do barril de petróleo entre 2022 e 2023

cotação do barril de petróleo | 2023:

Barril tipo WTI
US\$ 77,8

Barril tipo Brent
US\$ 82,1



A explicação para esse recuo deve-se a três fatores. O primeiro deles é referente à queda na cotação internacional do barril do petróleo. Em 2023, as cotações dos barris de petróleo tipo WTI¹¹ e tipo Brent¹² atingiram médias de US\$ 77,8 e US\$ 82,1, respectivamente, as quais representam quedas de 17% frente às médias registradas em 2022. O segundo fator está associado à apreciação da taxa de câmbio em 2023. A conversão do câmbio em 2023 foi de R\$ 4,99 para US\$ 1,00, pata-

registrada em 2022, que foi de R\$ 5,16 para US\$ 1,00.

O terceiro fator deve-se à finalização, em 2022, das parcelas pagas pela Petrobras referente ao acordo realizado em 2018 entre a ANP, o Governo do Estado do Espírito Santo e a Petrobras. Este acordo previa o pagamento de parcelas retroativas referentes ao montante de Participações Especiais devido à conexão das áreas compreendidas entre Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote, Mangangá e Pirambu, compreenden-

Tabela 4 - Receita de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo (R\$ milhões)

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Total de Participações Governamentais	Municípios do ES	769,6	1.435,0	1.823,6	1.735,2	1.844,6	2.087,8	905,9	1.130,2	1.409,6	1.526,9	969,9	1.367,1	1.274,2	976,8
	Estado do ES	1.130,5	2.113,6	3.110,7	2.766,5	2.961,0	1.218,6	1.377,0	1.844,2	2.444,4	3.498,5	1.851,6	2.493,6	2.169,2	1.282,5
	Total Brasil	45.785,0	51.025,6	59.218,9	56.473,0	58.999,0	36.996,8	25.177,7	41.982,9	70.391,4	71.232,2	56.894,8	85.755,5	123.389,7	92.384,9
	% do Brasil	4,2	7,0	8,3	8,0	8,1	8,9	9,1	7,1	5,5	7,1	5,0	4,5	2,8	2,4
Royalties	Municípios do ES	644,6	1.181,6	1.365,6	1.368,7	1.453,7	981,5	742,0	882,1	1.050,1	880,0	666,3	954,2	928,8	814,8
	Estado do ES	630,4	1.100,0	1.278,8	1.300,5	1.397,6	942,0	721,6	851,7	1.006,5	910,9	637,1	842,2	787,7	634,7
	Total Brasil	21.048,4	25.850,0	29.403,5	28.957,0	30.920,9	20.893,8	16.793,5	21.084,1	31.045,5	29.862,4	27.796,6	41.855,8	61.859,5	53.648,0
	% do Brasil	6,1	8,8	9,0	9,2	9,2	9,2	8,7	8,2	6,6	6,0	4,7	4,3	2,8	2,7
Participação Especial	Municípios do ES	125,0	253,4	458,0	366,5	390,8	276,6	163,8	248,1	359,5	646,9	303,6	412,9	345,4	161,9
	Estado do ES	500,1	1.013,5	1.831,9	1.466,0	1.563,4	1.106,3	655,3	992,5	1.437,9	2.587,6	1.214,6	1.651,4	1.381,5	647,8
	Total Brasil	24.736,7	25.175,6	29.815,4	27.516,1	28.180,5	16.103,0	8.384,2	20.898,8	39.345,8	41.403,2	29.098,2	43.899,7	61.530,1	38.736,8
	% do Brasil	2,5	5,0	7,7	6,7	6,9	8,6	9,8	5,9	4,6	7,8	5,2	4,7	2,8	2,1

Fonte: ANP | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes
Valores constantes – IPCA acum. jan-dez 2023

do um único reservatório, o Novo Campo de Jubarte.

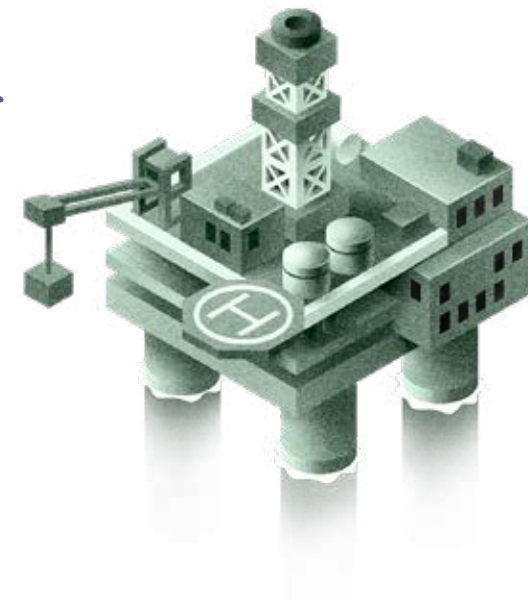
Segundo projeções da ANP, espera-se que entre 2024 e 2027, as receitas governamentais provenientes da exploração de petróleo e gás dentro das áreas de influência do Espírito Santo registre um crescimento médio anual de 19,4%, alcançando em 2027 uma arrecadação total de R\$ 4,3 bilhões (gráfico 22). Espera-se que a arrecadação de royalties alcance R\$ 2,0 bilhões e a arrecadação de participações especiais alcance R\$ 2,3 bilhões, em 2027.

19,4%

é o aumento esperado entre 2024 e 2027 nas receitas governamentais da exploração de petróleo e gás no Espírito Santo

Arrecadação total esperada em 2027:

R\$ 4,3 bilhões



11. WTI é a cotação do petróleo do West Texas e comercializado na Bolsa de Nova York.

12. Brent é a cotação do petróleo extraído do Mar do Norte e comercializado na Bolsa de Londres.

O NOVO ACORDO DO NOVO CAMPO JUBARTE

No dia 30 de janeiro de 2024, a ANP e a Petrobras assinaram um acordo sobre o recolhimento de participações governamentais relativas à produção de petróleo no Campo de Jubarte, referente aos períodos de agosto de 2009 a fevereiro de 2011 e de dezembro de 2012 a fevereiro de 2015. Esse acordo encerra um contencioso em discussão desde fevereiro de 2016.

A Secretaria da Fazenda do Espírito Santo (SEFAZ-ES) constatou alteração brusca na escala que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo no campo de Jubarte e o governo do Estado, por meio da SEFAZ-ES, solicitou à ANP a adoção imediata de providências administrativas com vistas à adequada apuração e recolhimento dos valores corretos devidos pela Petrobras a título de royalties e participação especial.

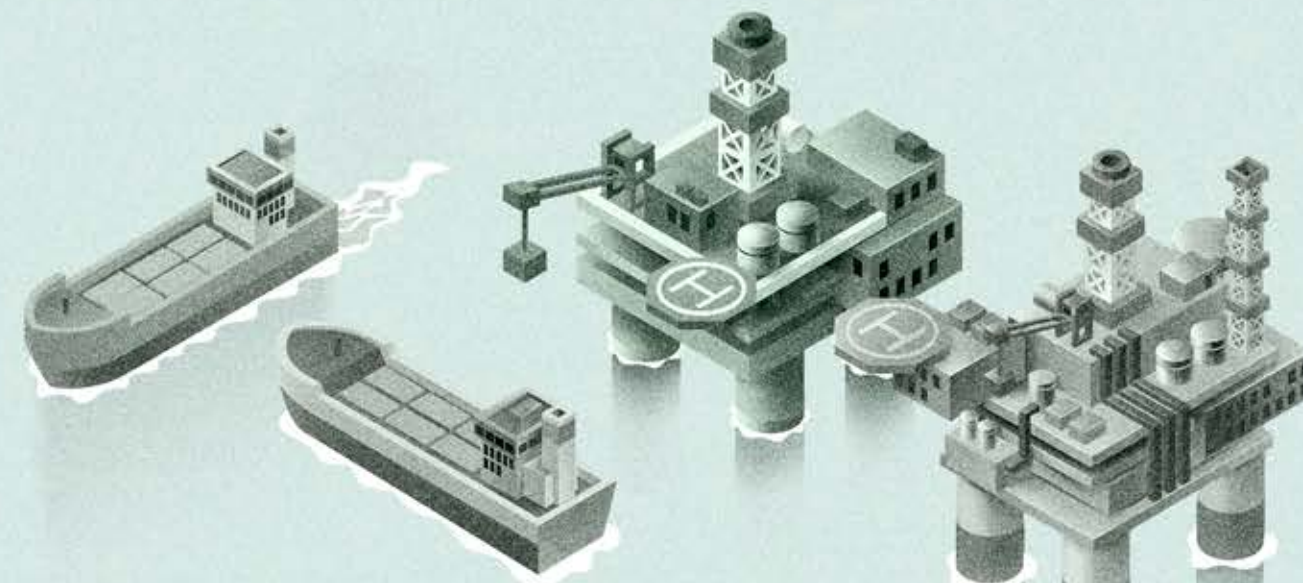
De acordo com a ANP, essas participações governamentais deixaram de ser recolhidas em função da não atualização, pela Petrobras, da curva de Ponto de Ebulição Verdadeiro (PEV) da corrente do Campo de Jubarte, que tem impacto no preço de referência do petróleo¹³, adotado no cálculo das participações governamentais.

Com a assinatura do acordo entre a Petrobras e a ANP para encerramento de processo judicial envolvendo o recálculo de participações governamentais, os municípios produtores, o Estado do Espírito Santo e a União receberão um montante de R\$ 833 milhões, atualizados até dezembro de 2023, que serão corrigidos pela taxa Selic até a data de pagamento da parcela inicial. Deste montante, 35% será pago à vista e o restante

será pago em 48 parcelas corrigidas pela taxa Selic. Os termos desse acordo foram submetidos a consulta e audiência públicas e aprovados pela Diretoria Colegiada da ANP, Ministério de Minas e Energia (MME) e Advocacia Geral da União (AGU).

De acordo com a SEFAZ-ES, a previsão é que o Estado do Espírito Santo receba mais de R\$ 420 milhões do acordo que envolve o pagamento de R\$ 833 milhões. Desse total, R\$ 289 milhões serão destinados ao tesouro estadual e R\$ 132 milhões para os municípios capixabas nos próximos quatro anos. A expectativa do governo do Estado do Espírito Santo é de pagamento de R\$ 101 milhões no mês de março de 2024 (35% do valor à vista) para o tesouro estadual e mais 48 parcelas mensais de aproximadamente R\$ 4,0 milhões, corrigidas pela taxa Selic.

Cabe ressaltar que este não é o primeiro acordo envolvendo os reservatórios do Campo de Jubarte. No dia 04 de abril de 2019 foi assinado um acordo, fruto de uma solicitação do governo do Espírito Santo



à ANP, envolvendo as áreas compreendidas entre Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote, Mangangá e Pirambu, todos pertencentes à Bacia de Campos, com objetivo que fosse considerado apenas um reservatório para fins de cálculo de royalties e participação especial.

A solicitação do governo estadual pretendia auferir a devida Participação Especial que cabia ao estado. A agência, por intermédio da Resolução da Diretoria nº 69, determinou a união dos campos com a formação de um único reservatório. Em resposta, a Petrobras contestou a decisão, recorrendo ao procedimento arbitral. Depois de sucessivas tentativas, em 2018 a Petrobras e a ANP concordaram em suspender o procedimento e intensificaram os esforços para um acordo. Por fim, o acordo considerou um único reservatório, denominado novo Campo de Jubarte, que passou a gerar participação especial, como previa a solicitação do governo do Estado do Espírito Santo.

Entre abril de 2019 a novembro de 2022, o estado do Espírito Santo recebeu um total de R\$ 1,8 bilhão, proveniente do acordo do Novo Campo Jubarte¹⁴. Desse montante, aproximadamente R\$ 1,5 bilhão foi pago para o governo estadual e R\$ 370 milhões foram distribuídos entre os municípios Itapemirim, Maratáizes, Piúma e Presidente Kennedy. Com isso, houve expansão do pagamento de PE para o Espírito Santo no período de 2019 a 2022¹⁵.

Vale destacar que parte dos recursos provenientes desse acordo de 2019 foi destinado ao Fundo Sobe-

rano do Espírito Santo (Lei Ordinária nº 11.002/2019), convertido na Lei Complementar nº 914/2019, e para o Fundo Estadual para o Financiamento de Obras e Infraestrutura Estratégica para o Desenvolvimento do Estado do Espírito Santo, efetivado na Lei Ordinária nº 11.002/2019.

13. O preço de referência do petróleo é calculado a partir das características físico-químicas da corrente de petróleo. Para cada campo é realizado 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 das frações, o petróleo de uma corrente é valorado utilizando cotações de derivados do mercado internacional.

14. Com a assinatura do acordo de 2019, a Petrobras (concessionária dos campos unificados) assumiu um passivo retrocedente de R\$ 3,6 bilhões em Participação Especial, tendo pago R\$ 1,5 bilhão à vista e o restante dividido em 42 meses. Ao todo, a empresa pagou R\$ 3,8 bilhões entre abril de 2019 e novembro de 2022, considerando as correções monetárias devidas. Esses valores foram distribuídos entre o estado do Espírito Santo (R\$ 1,5 bilhões), os municípios confrontantes ao novo campo (R\$ 370 milhões) e a União (R\$ 1,8 bilhões).

15. Uma das explicações para a queda do valor das participações governamentais no Espírito Santo em 2023 foi devido ao fim pagamento dos valores envolvendo o acordo do Novo Campo Jubarte de 2019.

US\$ FOB
813,9
milhões

foi exportado pela indústria de petróleo e gás natural do Espírito Santo

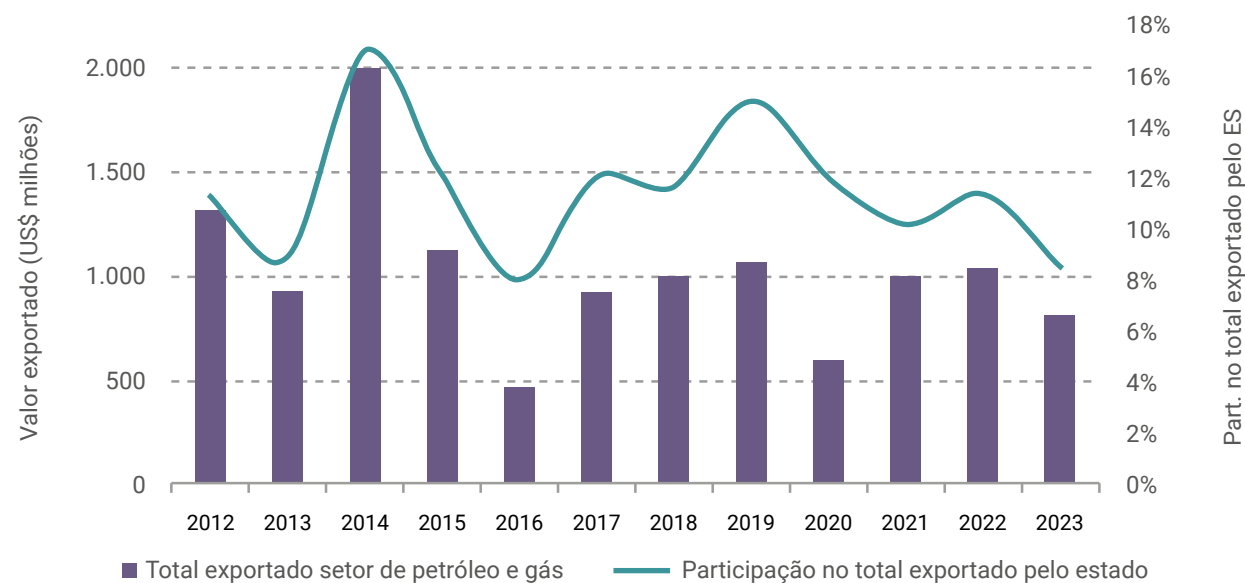
3.3. Setor externo

Em 2023, o setor de petróleo e gás natural no Espírito Santo exportou US\$ FOB 813,9 milhões, representando 1,4% de toda a venda externa do setor no Brasil e 8,6% das vendas externas totais do estado. Com este desempenho, o setor perdeu participação nas exportações capixabas (Gráfico 27), devido a uma redução de 21,9% no valor exportado pelo setor na passagem de 2022 para 2023.

Esta redução pode ser atribuída a uma redução de 12,2% na quantidade exportada de petróleo, além da queda no preço internacional

do insumo, em 2023. No período, o preço do barril do petróleo registrou quedas de 18,4% para o tipo Brent¹⁶ e de 17,0% para o tipo WTI¹⁷. Essas quedas podem ser atribuídas a três fatores principais: i) a redução de demanda internacional, ii) a normalização do preço da commodity após os choques provocados pela guerra russo-ucraniana em 2022, quando o barril superou a marca de US\$ 100 e iii) o aumento de oferta global do insumo pelo Irã e pelos Estados Unidos que balancearam os efeitos dos cortes de produção realizados pelos países Opep+.

Gráfico 27 - Exportações de 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 da Indústria/Findes



Apesar desse resultado, as exportações do setor de petróleo e gás natural foram responsáveis por ser o terceiro segmento com o maior valor exportado no estado em 2023, ficando atrás somente dos setores de extração de minerais metálicos e da metalurgia. As exportações do setor abrangem desde o petróleo bruto, passando por coque e derivados de petróleo, até os produtos da petroquímica.

A venda externa de petróleo bruto pelo Espírito Santo totalizou US\$ FOB 735,9 milhões em 2023, representando 90,4% do total exportado pelo setor de petróleo e gás natural capixaba no ano. Na passagem de 2022 para 2023, a exportação de petróleo bruto recuou 24,2% explicado, em grande parte, pela redução do preço do barril de petróleo. Os destinos do petróleo bruto capixaba foram: Malásia (79,3%), Canadá (7,9%), Países Baixos (5,4%), Singapura (3,8%) e Suécia (3,6%).

Já as exportações de produtos de coque e derivados do petróleo somaram US\$ FOB 74,8 milhões, 9,2% do total exportado pelo setor de petróleo e gás natural capixaba em 2023. Em relação a 2022, a exportação de coque e derivados de petróleo avançou 5,7%, explicada pelo aumento da exportação de óleo combustível. Os principais destinos dos produtos de coque e derivados do petróleo capixaba foram: Panamá (74,5%), Ilhas Marshall (24,4%) e Chipre (1,1%).

Por fim, as vendas externas dos produtos que compõem o segmento da petroquímica chegaram US\$ FOB 3,2 milhões, 0,4% do total exportado pelo setor de petróleo e gás natural capixaba em 2023. Entre 2022 e 2023, a exportação dos produtos da petroquímica registrou expansão de 136,7%, explicada pelo aumento das exportações de produtos de resinas termoplásticas (poliamida) e de produtos de resinas termofixas (poliésteres não saturados e resinas epóxicas). Os principais destinos dos produtos de coque e derivados do petróleo capixaba foram: Colômbia (61,4%), Argentina (20,1%), Itália (8,1%), Uruguai (6,4%) e Paraguai (1,8%).

No que diz respeito aos produtos importados, o setor de petróleo e gás natural do Espírito Santo importou US\$ FOB 154,4 milhões em 2023, valor 18,4% superior ao registrado no ano anterior. O total importado pelo setor no estado representou 0,3% das compras externas do setor no país, e 1,6% das importações totais do estado. O principal segmento de destaque são as importações de produtos da petroquímica, especialmente produtos químicos orgânicos, resinas termoplásticas e elastômeros.

16. Brent é a cotação do petróleo extraído do Mar do Norte e comercializado na Bolsa de Londres.

17. WTI é a cotação do petróleo do Weste Texas e comercializado na Bolsa de Nova York.

US\$ FOB
735,9
milhões

foi exportado em petróleo bruto pelo Espírito Santo em 2023

US\$ FOB
74,8
milhões

foi exportado em derivados de petróleo pelo Espírito Santo em 2023

US\$ FOB
3,2
milhões

foi exportado em produtos petroquímicos pelo Espírito Santo em 2023

US\$ FOB
154,4
milhões

foi importado pelo setor de petróleo e gás natural no Espírito Santo em 2023

Tabela 5 - Exportações do setor de petróleo e gás natural no Espírito Santo (US\$ milhões)

Período	Total exportado		Petróleo e Gás Natural		Coque e derivados do petróleo		Produtos da Petroquímica	
	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR
2010	900,9	3,6%	899,2	5,5%	0,0	0,0%	1,7	0,0%
2011	1.512,3	4,5%	1.510,6	7,0%	0,0	0,0%	1,7	0,0%
2012	1.322,8	4,0%	1.322,3	6,5%	0,0	0,0%	0,5	0,0%
2013	933,8	3,8%	931,6	7,2%	0,0	0,0%	2,1	0,0%
2014	2.006,4	7,4%	2.000,7	12,2%	0,0	0,0%	5,7	0,1%
2015	1.130,7	5,9%	1.128,5	9,6%	0,1	0,0%	2,1	0,0%
2016	466,7	2,8%	465,1	4,6%	0,0	0,0%	1,6	0,0%
2017	924,2	3,8%	919,9	5,5%	0,0	0,0%	4,4	0,1%
2018	1.004,2	2,9%	960,0	3,8%	38,5	0,9%	5,7	0,1%
2019	1.075,0	3,1%	1.014,5	4,2%	58,8	1,0%	1,7	0,0%
2020	599,0	2,1%	566,9	2,9%	30,4	0,6%	1,7	0,0%
2021	1.002,5	2,3%	988,3	3,2%	11,9	0,2%	2,3	0,0%
2022	1.042,5	1,7%	970,4	2,3%	70,8	0,5%	1,4	0,0%
2023	813,9	1,4%	736	1,7%	74,8	0,6%	3,2	0,1%

Fonte: Funcex | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

3.4. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (Cláusula de PD&I da ANP)

A cláusula de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) está contida nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural das empresas petrolíferas com atuação no país. Esta cláusula determina a aplicação de um percentual sobre a receita bruta dos campos com grande produção. Os valores gerados a partir desta medida são investidos em projetos de PD&I que

podem ser executados pela própria empresa petrolífera, por empresas brasileiras ou por instituições credenciadas de todo o país.

Entre 1998 e 2023, a cláusula de PD&I gerou no Brasil aproximadamente R\$ 30,2 bilhões em volume de obrigações, sendo a Petrobras responsável por R\$ 24,4 bilhões (80,8%) desses recursos. Especi-

Tabela 6 - Importações do setor de petróleo e gás natural no Espírito Santo (US\$ milhões)

Período	Total importado		Petróleo e Gás Natural		Coque e derivados do petróleo		Produtos da Petroquímica	
	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR
2010	374,1	1,0%	0,0	0,0%	46,3	0,4%	327,8	2,6%
2011	421,0	0,8%	0,0	0,0%	17,1	0,1%	403,9	2,8%
2012	405,0	0,8%	0,0	0,0%	34,6	0,2%	370,4	2,6%
2013	281,6	0,5%	0,0	0,0%	37,8	0,2%	243,8	1,6%
2014	256,3	0,4%	0,0	0,0%	35,5	0,2%	220,8	1,4%
2015	271,4	0,8%	0,0	0,0%	67,0	0,7%	204,3	1,6%
2016	160,0	0,7%	0,0	0,0%	33,8	0,4%	126,2	1,2%
2017	175,5	0,6%	0,0	0,0%	81,1	0,6%	94,4	0,8%
2018	164,1	0,5%	0,0	0,0%	46,3	0,3%	117,8	0,8%
2019	166,1	0,5%	0,0	0,0%	51,6	0,4%	114,4	0,8%
2020	174,9	0,7%	0,0	0,0%	85,6	1,0%	89,2	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%

Fonte: Funcex | Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

ficamente em 2023, ano em que a cláusula completou 25 anos de atuação, o valor gerado em obrigações pela cláusula no país foi de R\$ 3,9 bilhões, redução de 12,1% em relação ao mesmo período do ano anterior.

No Espírito Santo, no período que compreende os anos de 2001 a 2023, a cláusula gerou R\$ 2,4 bilhões em obrigações, o que representa 8,0% dos recursos gerados no país para o período. Para 2023, foram gerados R\$ 175,6 milhões em obrigações provenientes da cláusula no estado, o que significa uma queda de 4,4% frente a 2022.

Já com relação ao número de projetos, entre 1998 e março de 2024 foram desenvolvidos 14.014 projetos no Brasil financiados com recursos das obrigações geradas pela cláusula de PD&I. Especificamente em 2023, 652 projetos foram financiados utilizando o recurso, representando um aumento de 10,0% em comparação com a quantidade de projetos financiados em 2022.

No Espírito Santo, entre 2000 e fevereiro de 2024 foram desenvolvidos 102 projetos financiados com recursos das obrigações geradas

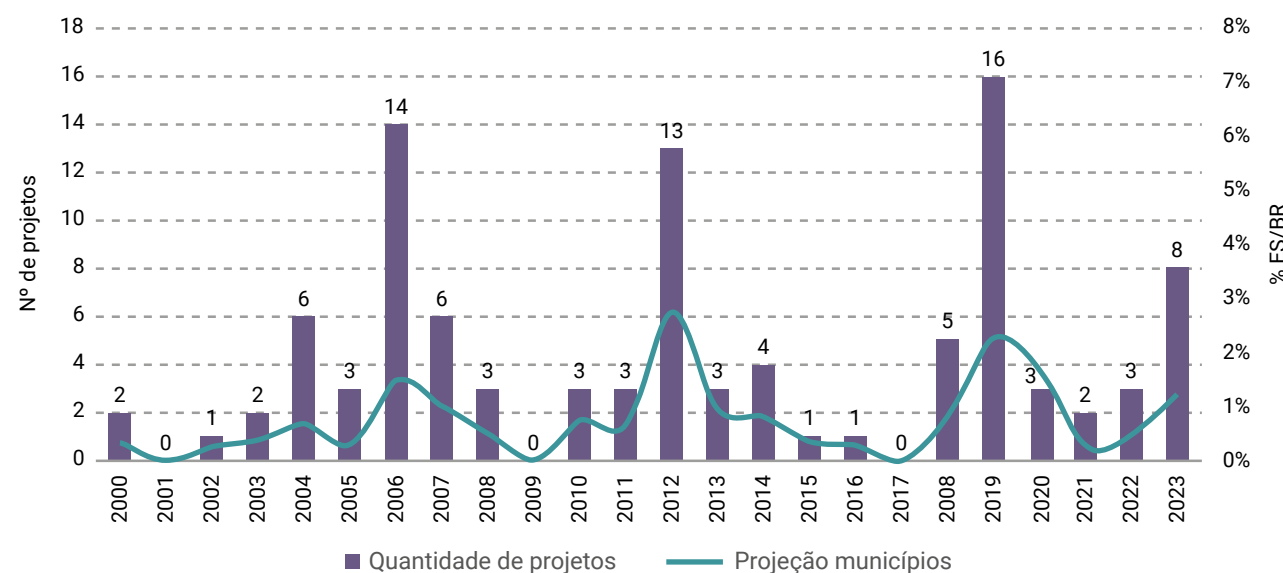


R\$ 30,2 bilhões

em volume de obrigações geradas pela cláusula PD&I no Brasil entre 1998 e 2023

pela cláusula de PD&I. Destes projetos, 98 foram executados, ou estão em execução, pela UFES, 2 pelo IFES, 1 pela UCL e 1 pela empresa Mogai Tecnologia. Os projetos desenvolvidos no Espírito Santo abrangeram as áreas de pesquisas de abastecimento, biocombustíveis, exploração e produção, gás natural e temas transversais.

Gráfico 28 - Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Espírito Santo (nº de projetos)



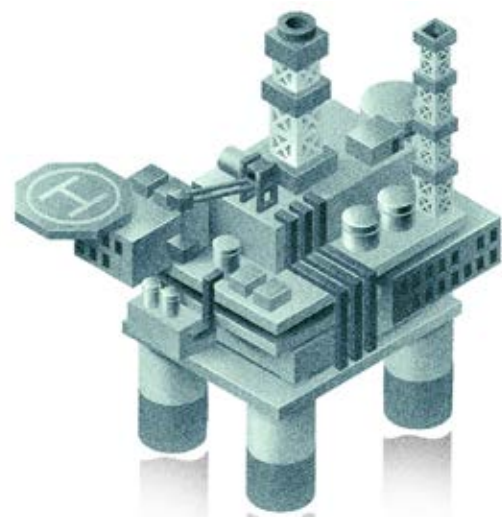
Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Em 2023, foram iniciados 8 projetos envolvendo recursos da cláusula de PD&I no Espírito Santo, com investimentos que somaram R\$ 48,8 milhões. Do total de projetos, 7 possuem como instituições executoras a UFES (em seus diferentes laboratórios) e 1 possui o IFES (Vila Velha). A Tabela 7 apresenta os projetos iniciados no Espírito Santo em 2023 utilizando os recursos da cláusula de PD&I.

O projeto número 1 (Tabela 7), iniciado no IFES de Vila Velha, tem como objetivo a aquisição e instalação de infraestrutura, ou seja,

de equipamentos que permitam o estudo de propriedades físico-químicas do petróleo, tal como a caracterização e o envelhecimento do asfalto. Este projeto impulsionará a capacidade de pesquisa e desenvolvimento da instituição. O valor do investimento é de R\$ 12,4 milhões.

O LabPetro¹⁸ da UFES possui dois projetos iniciados em 2023. O primeiro deles tem como interesse o estudo relacionado aos impactos ambientais, com foco na análise da influência das alterações intempéricas em petróleos



frescos em cenários de acidentes com derramamento offshore, incluindo a análise de simulação numérica de dispersão de óleo, com investimento previsto de R\$ 10,4 milhões (projeto 2 da tabela 7). Já o segundo projeto iniciado no LabPetro trata do desenvolvimento experimental na área dos biocombustíveis, a partir da avaliação de impacto da adição de biodiesel e óleo vegetal em combustíveis marítimos, com investimento previsto de R\$ 1,7 milhões (projeto 8 da tabela 7).

O projeto iniciado no NEMOG (Núcleo de Estudos em escoamento e Medição de Óleo e Gás) da UFES tem como objeto o estudo do gás natural, mais especificamente o desenvolvimento de um protocolo de teste que utilize tecnologias que medem a vazão de fluxos multifásicos (MPFM, sigla em inglês para Multiphase Flow Meters), operando em condições do Pré-sal (projeto 3 da tabela 7). O protocolo tem como objetivo a melhoria da confiabilidade dos medidores de vazão, ou seja, dos MPFMs. O valor do investimento é de R\$ 5,8 milhões.

No Núcleo de Termociências para a Indústria de Petróleo da UFES foram iniciados 2 projetos. O primeiro tem como objetivo aprimorar a infraestrutura laboratorial para pesquisa e desenvolvimento de aditivos que vão promover a redução de arrasto em escoamentos multifásicos turbulentos (projeto 2 da tabela 7). Ou

seja, aditivos que são capazes de reduzir a fricção do óleo na tubulação durante o escoamento da produção de petróleo, com investimento de R\$ 3,9 milhões. O segundo projeto também está correlacionado com métodos e processos de escoamento. Este projeto visa a caracterização de revestimentos DLC (Diamond-like carbono) hidrofóbicos resistentes à erosão, uma vez que corrosão e incrustação em válvulas e tubos é algo de constante pesquisa e solução de problemas no setor de petróleo. O valor do investimento é de R\$ 3,0 milhões (projeto 6 da tabela 7).

Por fim, outros dois projetos que receberam recursos da cláusula de PD&I pertencem ao Laboratório de Telecomunicações da UFES. O primeiro estuda o desenvolvimento e o aumento do nível de maturidade tecnológica do perfilador em fibra ótica para aplicações em plataforma, com investimento de R\$ 3,5 milhões (projeto 5 da tabela 7). O segundo consiste na ampliação da instalação física que dará suporte à pesquisa do perfilador, bem como a outras pesquisas com aplicações na área de petróleo e gás, com investimento de R\$ 2,5 milhões (projeto 7 da tabela 7).

18. O LabPetro (Laboratório de Pesquisa e Desenvolvimento de Metodologias para Análise de Petróleos) é um órgão suplementar do Centro de Ciências Exatas da UFES, e fica localizado na sede da Universidade, em Vitória – ES. O LabPetro possui laboratórios, salas para pesquisa e demais infraestruturas que promovem o ensino e pesquisa no setor de petróleo e gás natural.



R\$ 2,4 bilhões

em volume de obrigações geradas pela cláusula PD&I no Espírito Santo entre 2001 e 2023

102

projetos financiados no Espírito Santo por recursos das obrigações geradas entre 2000 e 2023 pela cláusula de PD&I

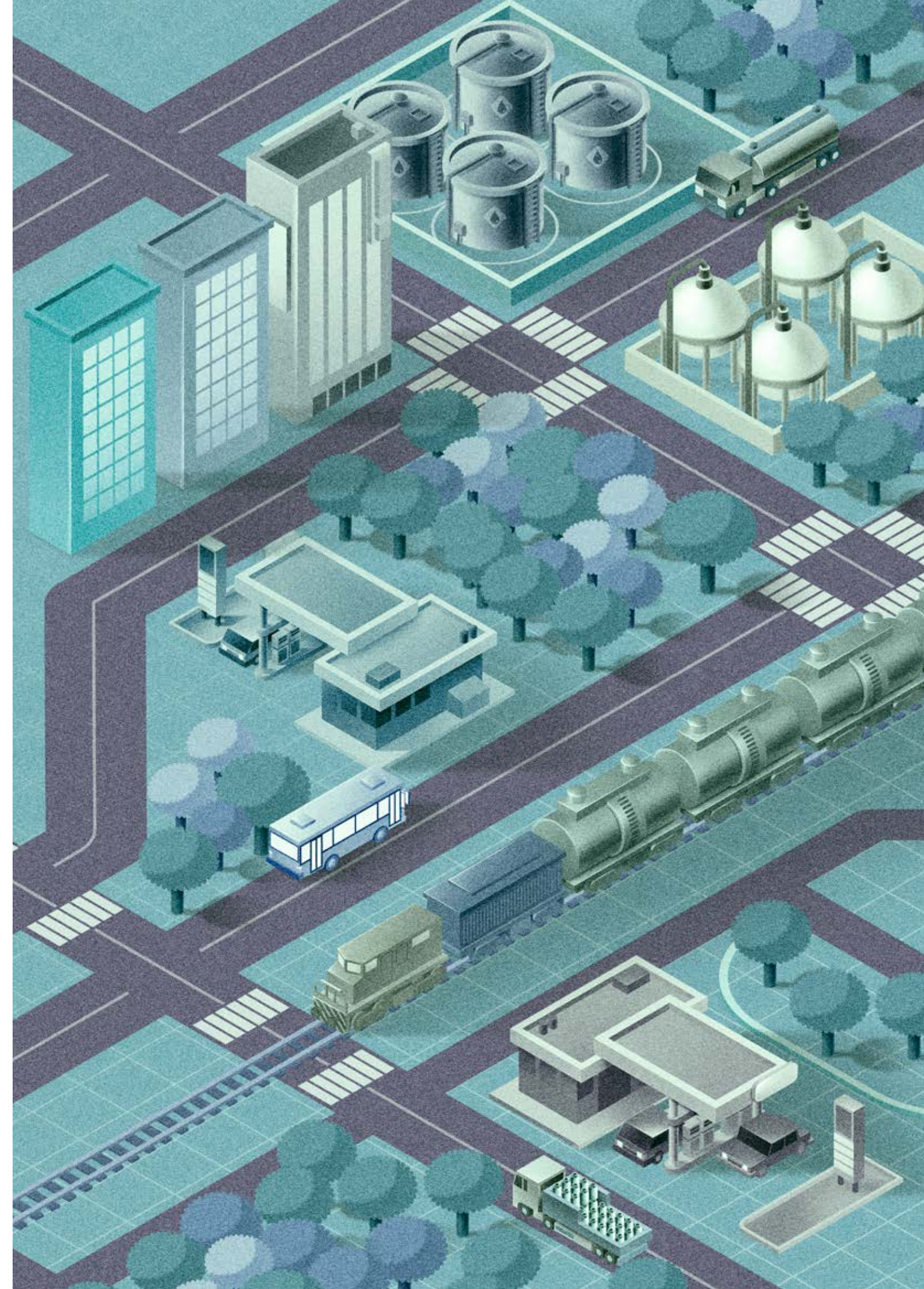
98	UFES
2	IFES
1	UCL
1	Mogai Tecnologia

Tabela 7 - Descrição dos projetos com recursos da cláusula de PD&I no Espírito Santo em 2023*.

Número do projeto	Título do projeto	Empresa Responsável	Tipo de Projeto	Executores - Unidade de Pesquisa	Valor cláusula (milhões R\$)
1	Infraestrutura para estudo de caracterização e envelhecimento do asfalto e agregação de asfaltenos	Petrobras	Infraestrutura	IFES - Petroleômica	12,4
2	Influência das características dos petróleos intemperizados na modelagem numérica de vazamentos	Petrobras	Pesquisa em meio ambiente	UFES - LabPetro	10,4
3	Desenvolvimento de metodologias para verificação de desempenho de medidores de vazão em escoamento multifásico operando em condições submarinas no Pré-sal.	Petrobras	Pesquisa aplicada	UFES - Núcleo de Estudos em Escoamento e Medição de Óleo e Gás - NEMOG	5,8
4	Infraestrutura para estudo de redução de arrasto em escoamentos multifásicos turbulentos	Petrobras	Infraestrutura	UFES - Núcleo de Termociências para a Indústria de Petróleo	3,9
5	Perfilador com fibra óptica para tanques de FPSO	Petrobras	Protótipo ou unidade piloto	UFES - Laboratório de Telecomunicações UFES	3,5
6	Revestimentos DLC anti-incrustantes resistentes à erosão para válvulas e tubos de produção de petróleo	Petrobras	Pesquisa aplicada	UFES - Núcleo de Termociências para a Indústria de Petróleo	3,0
7	Termo de cooperação de infraestrutura civil do perfilador de fibra óptica para tanques de FPSO	Petrobras	Infraestrutura - nova edificação ou acréscimo de área	UFES - Laboratório de Telecomunicações	2,5
8	Avaliação microbiológica de misturas de combustíveis marítimos com biocombustíveis	Petrobras	Desenvolvimento experimental	UFES - LabPetro	1,7

* O somatório de valores desta tabela não equivale ao total de investimento dos projetos de PD&I

Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes



Capítulo 4

OPORTUNIDADES
PARA O ESPÍRITO
SANTO

4.1. Investimentos Anunciados

De acordo com o levantamento de investimentos realizado pelo Observatório da Indústria/Findes¹⁹, estima-se que o Espírito Santo receberá um montante de R\$ 36,9 bilhões de investimentos no setor de petróleo e gás natural até 2028. No total, foram levantados 12 projetos no Estado, envolvendo principalmente as empresas Petrobras, PRIO, Seacrest e BW Energy. Dentre os principais investimentos, destacam-se o projeto do campo de Wahoo, da PRIO, o projeto de expansão da Seacrest nos polos Cricaré e Norte Capixaba, o projeto da BW Energy de revitalização do campo de Golfinho e Camarupim e o projeto Integrado do Parque das Baleias (IPB), que pretende instalar a FPSO Maria Quitéria - primeira plataforma elétrica do Brasil - em 2025.

A PRIO concluiu o processo de aquisição do campo de Wahoo (localizado na porção capixaba da Bacia de Campos e adquirido da BP) em março de 2021. Em dezembro do mesmo ano, registrou a declaração de comercialidade para a área. O cronograma da empresa prevê a perfuração de quatro poços produtores e dois injetores. Para tornar a sua produção economicamente viável, a PRIO optou pela estratégia de interligar as operações de forma submarina - por meio de um tieback de 35 km - conectando os poços de Wahoo ao navio FPSO Va-

lente, responsável pela produção do campo de Frade. Contudo, para que se inicie a operação, a PRIO aguarda ainda a licença a ser concedida pelo Ibama. Ao todo, a PRIO está investindo cerca de R\$ 4,5 bilhões no projeto, cerca de 80% deste valor em contratações e desenvolvimento de empresas fornecedoras.

A Seacrest comprou da Petrobras os ativos do polo Cricaré e polo Norte Capixaba, em 2021 e 2022, respectivamente. Até 2027, a Seacrest pretende perfurar 300 poços com o objetivo de confirmar a potencialidade dos ativos e ampliar a produção. Desse total, cerca de R\$ 400 milhões serão investidos em 2024, com a perfuração de 50 poços.

A BW Energy perfurará dois poços no Campo de Golfinho. Com a interligação do gás de Camarupim ao FPSO Cidade de Vitória, planejada a ser concluída até 2030, a empresa pretende aumentar a produção de gás natural. Além disso, a empresa recebeu recentemente da ANP a aprovação para continuar até março de 2025 a sua avaliação das 6 descobertas de gás natural no bloco BM-ES-23 (Parque dos Doces).

Por sua vez, o projeto Integrado do Parque das Baleias (IPB) visa aumentar o fator de recuperação



R\$ 36,9
bilhões

é o montante em investimentos esperado até 2028 no setor de petróleo e gás natural no Espírito Santo

12

projetos levantados no Espírito Santo

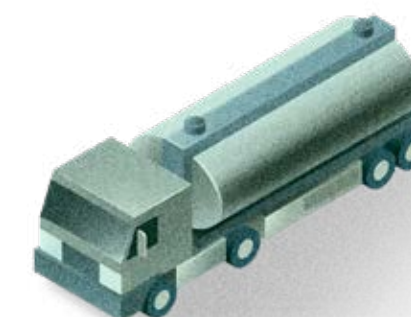
Destaque para as seguintes empresas investidoras:

Petrobras

PRio

Seacrest

BW Energy



¹⁹ Todos os projetos de investimento foram mapeados em fontes de dados públicas.



de óleo e gás por meio da otimização da atual malha de drenagem, com a interligação de 17 poços ao novo navio-plataforma (FPSO) Maria Quitéria - sendo nove produtores de óleo e oito injetores de água. O navio-plataforma deve entrar em produção no ano de 2025. A embarcação está passando por obras na China e será afretada à Petrobrás pela Yinson. No início de

2024, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (Ibama) emitiu a licença prévia para o Projeto Integrado do Parque das Baleias, com validade de cinco anos.

A tabela 8 sintetiza os principais projetos levantados pelo Observatório da Indústria para o setor de petróleo e gás natural no Espírito Santo pelos próximos cinco anos.

Tabela 8 - Principais projetos de investimento anunciados no setor de P&G no Espírito Santo para os próximos 5 anos (2024-2028)

Investidor	Projeto	Município	Valor (em milhões R\$)
Petrobras	Investimentos em exploração e produção, com destaque para o início da produção do FPSO Maria Quitéria. Além disso, a empresa investirá na área de refino, comercialização, gás e energia.	Anchieta, Piúma, Itapemirim, Marataízes e Presidente Kennedy	25.100,0
PRio	O projeto de Wahoo contempla a perfuração de quatro poços produtores e dois injetores, assim como a conexão entre os poços e a FPSO de Frade	Presidente Kennedy	4.500,0
Seacrest Petróleo	A empresa pretende investir na revitalização dos campos nos polos Cricaré e Norte Capixaba	Conceição da Barra, Jaguaré, Linhares e São Mateus	2.000,0
BW Energy	Investimentos nas operações dos polos Golfinho e Camarupim, na Bacia do Espírito Santo	Aracruz, Fundão, Serra e Vitória	4.000,0
Shell	Desenvolvimento e Produção dos campos do Litoral Sul do Espírito Santo	Anchieta, Piúma, Itapemirim, Marataízes e Presidente Kennedy	1.000,0
Imetame	Investimento para expandir a produção de óleo e gás onshore no campo Rio Ipiranga. Na capacidade máxima do campo, a produção deve totalizar 2,5 mil barris de petróleo e 40 mil m³ de gás por dia	Linhares	150,0
ESGÁS (Energisa)	O Grupo Energisa investirá na expansão da distribuição de gás natural no Espírito Santo	Espírito Santo	100,0
Prysmian Group	Expansão da capacidade de produção da fábrica de Vila Velha, dedicada à fabricação de umbilicais.	Vila Velha	50,0

Investidor	Projeto	Município	Valor (em milhões R\$)
Elysian	A empresa arrematou 10 blocos terrestres na Oferta Permanente.	Linhares, São Mateus e Conceição da Barra	16,0
Seacrest, Imetame e EnP Ecosystemas	O consórcio formado pelas empresas arrematou dois blocos de exploração de petróleo e gás na Bacia do Espírito Santo (ES-T-399 e ES-T-528).	Espírito Santo	2,1
Capixaba Energia (joint venture entre Imetame e EnP Energy Platform)	Operação dos campos terrestres do Polo Lagoa Parda e investimentos para o desenvolvimento das descobertas dos blocos ES-T-441 e ES-T-487	Linhares	-
3R Petroleum e DBO Energia	Investimento nas áreas dos Polos Peroá, Cangoá e o bloco BM-ES-21 (Descoberta de Malombe), todos na Bacia do Espírito Santo	Aracruz e Linhares	-
Total			36.918,1

Fonte: Bússola do Investimento, ANP, IJSN, Petrobras, ESGAS e Brasil Energia. Elaboração: Observatório da Indústria

4.2. Venda de ativos de P&G

O Plano de Desinvestimento da Petrobras visa reduzir a dívida da empresa e maximizar os investimentos em ativos com maior rentabilidade, focados na atuação, por exemplo, em exploração e produção de petróleo e gás natural em águas profundas e ultra profundas. Desde 2015, a empresa iniciou o processo de venda de um conjunto de ativos relacionados à exploração e produção de petróleo e gás natural.

Em setembro de 2023, a Petrobras informou ao mercado o encerramento de todos os processos de desinvestimento que ainda não haviam atingido a eta-

pa de assinatura dos contratos de venda, em função de novos elementos estratégicos aprovados pelo Conselho de Administração da companhia.

No Espírito Santo, durante a vigência do programa de desinvestimento da Petrobras, foram ofertadas 56 ativos com 89,3% com a venda concluída. No offshore foram ofertadas 14 áreas com 57,1% dos ativos com a venda concluída e no onshore foram ofertadas 42 áreas com 100,0% dos ativos com a venda concluída. A tabela 9 elenca os ativos e o status de cada projeto.

56

ativos ofertados no Espírito Santo durante o programa de desinvestimento da Petrobras

89,3%

com venda concluída

Tabela 9 - Acompanhamento da venda de ativos de P&G no Espírito Santo

Empresa	Bacia	Teaser	Localização	Ativos	Quant.de ativos	Município Confrontante	Status	Parceiro	
Petrobras	Bacia do Espírito Santo	Polo Norte Capixaba	Onshore	100% dos campos de Cancã, Cancã Leste, Fazenda Alegre, Fazenda São Rafael e Fazenda Santa Luzia. Além dos campos, foi ofertado o Terminal Norte Capixaba (TNC).	6	Linhares, São Mateus e Jaguaré	Vendido	Seacrest Capital	
		Bacia do Espírito Santo	Offshore	50% de participação no bloco ES-M-596_R11 e 40% de participação nos blocos ES-M-598, ES-M-671, ES-M-673 e ES-M-743	5	Vitória	Fase Vinculante (venda não realizada até setembro/2023)	Em potencial	
		Águas Profundas ES	Offshore	100% dos campos de Golfinho, Canapu, Camarupim e Camarupim Norte e 65% do bloco BM-ES-23	5	Linhares	Vendido	BW Energy	
		Bacia do Espírito Santo	Onshore	50% de participação nos blocos ES-T-506 e ES-T-516	2	Linhares	Vendido	Cowan Petróleo e Gás	
		Cluster de Peroá	Offshore	100% dos campos de Peroá, Cangoá e Malombe	3	Linhares	Vendido	3R Petroleum, DBO Energia e OP Energia	
		Polo Cricaré	Onshore	100% dos campos de Biguá, Cacimbas, Campo Grande, Córrego Cedro Norte, Córrego Cedro Norte Sul, Córrego das Pedras, Córrego Dourado, Fazenda Cedro, Fazenda Cedro Norte, Fazenda Queimadas, Fazenda São Jorge, Guriri, Inhambu, Jacutinga, Lagoa Bonita, Lagoa Suruaca, Mariricu, Mariricu Norte, Rio Itaúnas, Rio Preto, Rio Preto Oeste, Rio Preto Sul, Rio São Mateus, São Mateus, São Mateus Leste, Seriema e Tabuiaíá	31	São Mateus, Conceição da Barra e Jaguaré	Vendido	Karavan Oil e Seacrest Spe Cricaré S.A.	
				Unidade de tratamento de gás de Cacimbas					
				Estação de coleta e tratamento Lagoa Suruaca					
				Estação de coleta e tratamento Fazenda Cedro					
				Estação de coleta e tratamento São Mateus					
	Polo Lagoa Parda	Onshore	100% dos campos Lagoa Parda, Lagoa Parda Norte e Lagoa Piabanha	3	Linhares	Vendido	Imetame e EnP Energy Platform		
	Bacia de Campos	Campo Catuá	Offshore	100% do campo de Catuá	1	Anchieta	Em fase vinculante	-	

Fonte: Petrobras, Brasil Energia e Observatório da Indústria.

Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

4.3. Oferta Permanente

A Oferta Permanente é um modelo de concessão em que são ofertados blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais. Consiste na oferta contínua de campos devolvidos ou em processo de devolução, de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à ANP, além de novos blocos exploratórios em bacias terrestres em estudo na Agência.

Em dezembro de 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) autorizou a ANP a definir e licitar em Oferta Permanente, no regime de concessão, blocos em quaisquer bacias terrestres ou marítimas, bem como licitar campos devolvidos ou em processo de devolução, incluindo as áreas localizadas no polígono do pré-sal ou em áreas estratégicas.

Por se tratar de um processo contínuo, os instrumentos licitatórios 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 Local²⁰ 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.

Diante da mudança, os editais de licitação vigentes seguem revogados para abertura de novos ciclos, enquanto novas versões dos editais adequados às novas diretrizes estabelecidas na resolução do CNPE não foram publicadas.

Atualmente, em território nacional, estão disponíveis para declaração de interesse 955 blocos com risco exploratório e a área de Japim. Estes blocos estão localizados em 65 setores de 17 bacias sedimentares, sendo 394 blocos em bacias terrestres e 561 blocos em bacias marítimas. Além destes, estão em estudo sob o regime de concessão 1.177 blocos, localizados em 65 setores de 19 bacias sedimentares e 15 áreas com

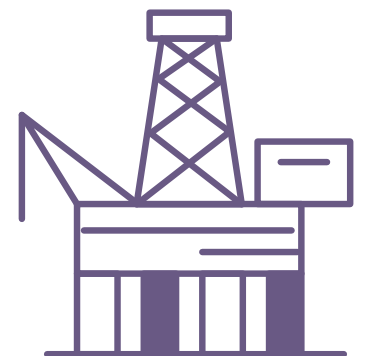
20. Os contratos de exploração e produção de P&G incluem a cláusula de conteúdo local, instrumento que determina que parte dos bens e serviços adquiridos para atividades de exploração e produção no Brasil deve ser nacional. Além disso, estabelece também preferência pela contratação de fornecedores brasileiros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

955

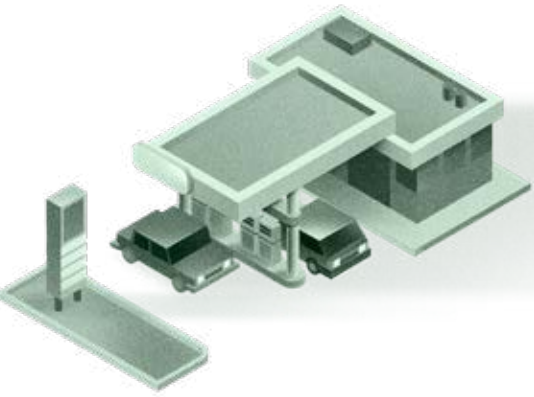
blocos estão disponíveis para declaração de interesse para a Oferta Permanente no Brasil, além da área de Japiim



394 blocos em bacias terrestres



561 blocos em bacias marítimas



acumulações marginais localizadas em 5 bacias terrestres: Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano Sul. As áreas em estudo estarão disponíveis para a Oferta Permanente quando forem finalizados os pareceres ambientais e a realização da audiência pública, promovida pela ANP.

No Espírito Santo, estão disponíveis para declaração de interesse 52 blocos exploratórios, sendo 26 blocos na parte terrestre e 26

blocos na parte marítima. Essas áreas receberam poucas perfurações no passado e, por isso, estão associadas a um maior risco exploratório devido à escassez de informações. A figura 1 apresenta os locos exploratórios disponíveis para declaração de interesse na oferta permanente no Espírito Santo. Além destes, estão em estudo no Espírito Santo um total de 41 blocos exploratórios, todos terrestres (figura 2), e 6 áreas com acumulações marginais (figura 3).

Em dezembro de 2023, foi realizada pela ANP a sessão pública de apresentação de ofertas do 4º Ciclo da Oferta Permanente. Ao todo, 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 corresponde a um ágio de 179,7% em relação ao valor mínimo exigido pelas áreas exploratórias. No 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 (tabela 10).



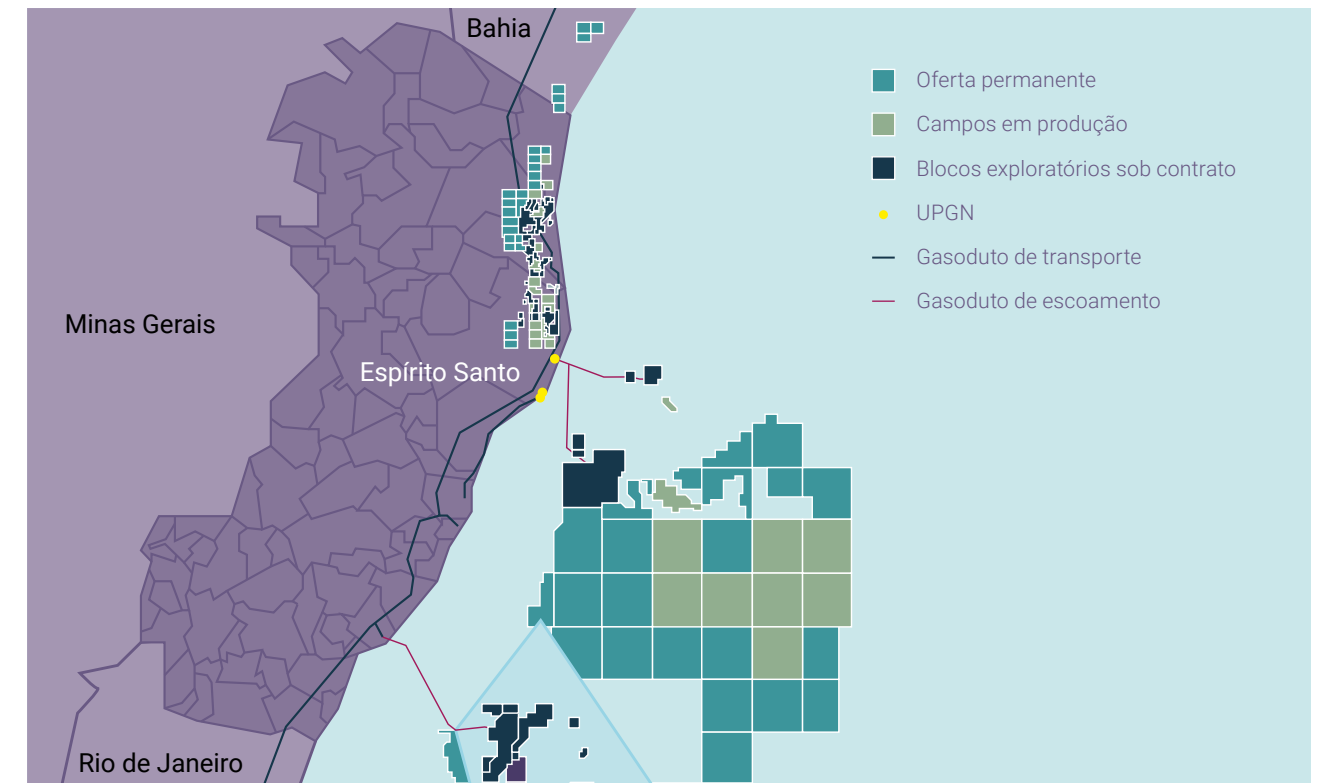
26 blocos em bacias terrestres



26 blocos em bacias marítimas

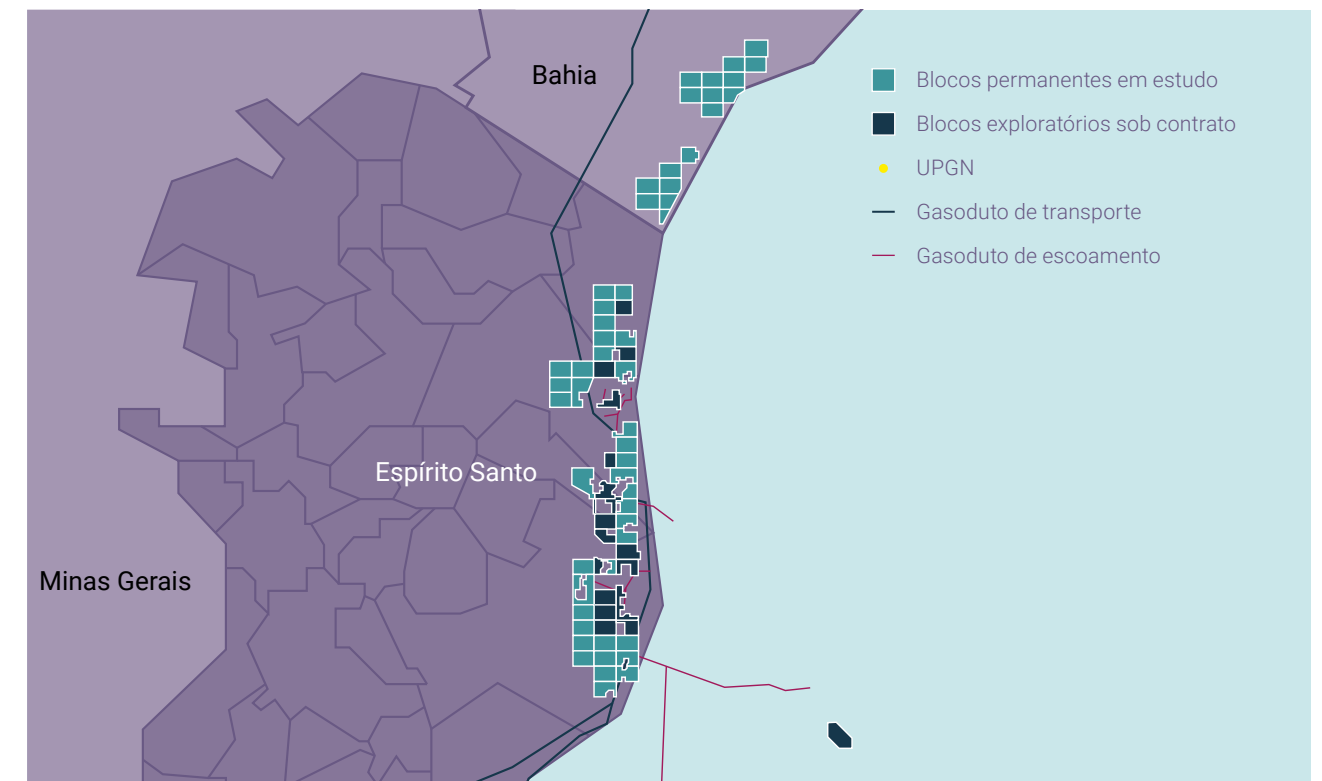
52 blocos estão disponíveis para declaração de interesse para a Oferta Permanente no Espírito Santo

Figura 1 - Blocos exploratórios disponíveis para declaração de interesse na Oferta Permanente no Espírito Santo



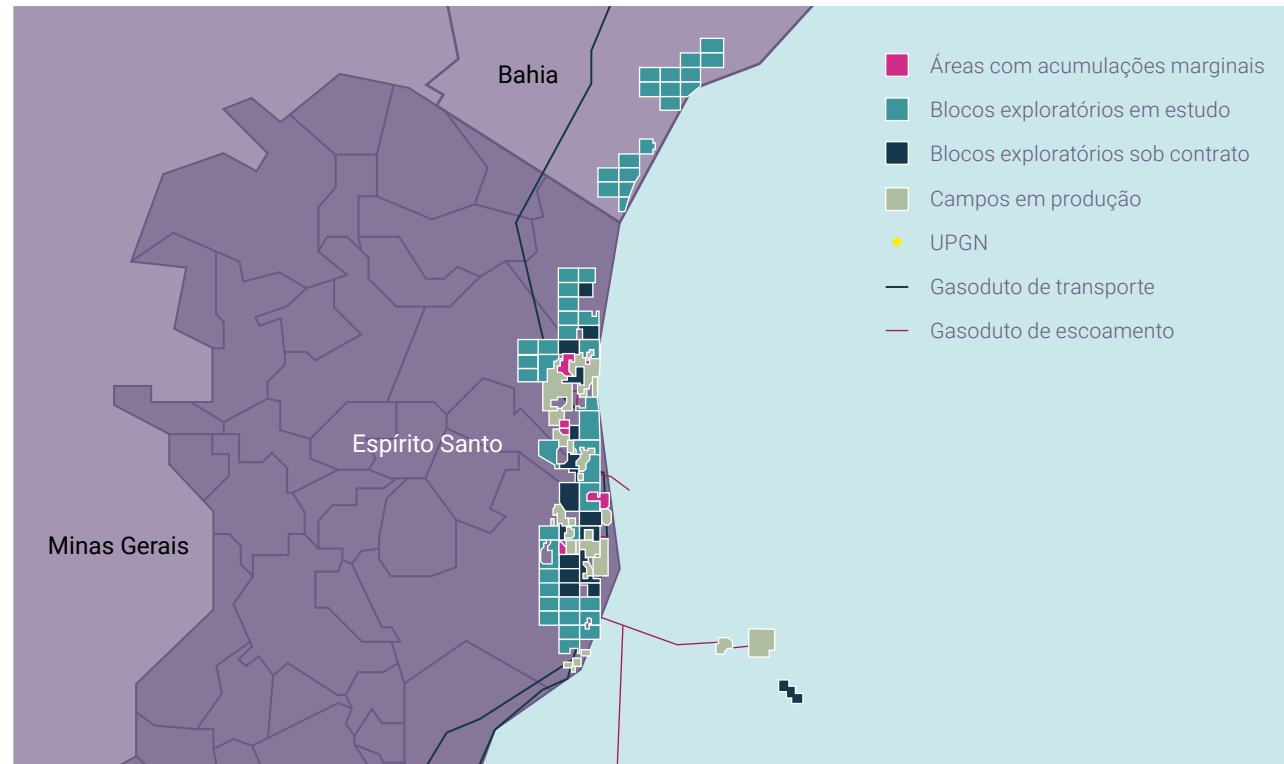
Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes.

Figura 2 - Blocos exploratórios em estudo para declaração de interesse na Oferta Permanente no Espírito Santo



Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes.

Figura 3 - Áreas com acumulações marginais em estudo para declaração de interesse na Oferta Permanente



Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes.

Tabela 10 - Blocos exploratórios da Bacia do Espírito Santo arrematados no 4º Ciclo da Oferta Permanente da ANP

Bloco arrematado	Empresa/consórcio vencedor	Bônus assinatura (R\$)
ES-T-226	Elysian	51.000,00
ES-T-380	Elysian	51.000,00
ES-T-389	Elysian	51.000,00
ES-T-398	Elysian	51.000,00
ES-T-399	Elysian	51.000,00
ES-T-407	Elysian	51.000,00
ES-T-408	Elysian	51.000,00
ES-T-408	Imetame	50.118,00
ES-T-504	Elysian	51.000,00
ES-T-504	Imetame	50.118,00
ES-T-514	Elysian	51.000,00
ES-T-525	Elysian	51.000,00

Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes.

4.4. Descomissionamento de instalações

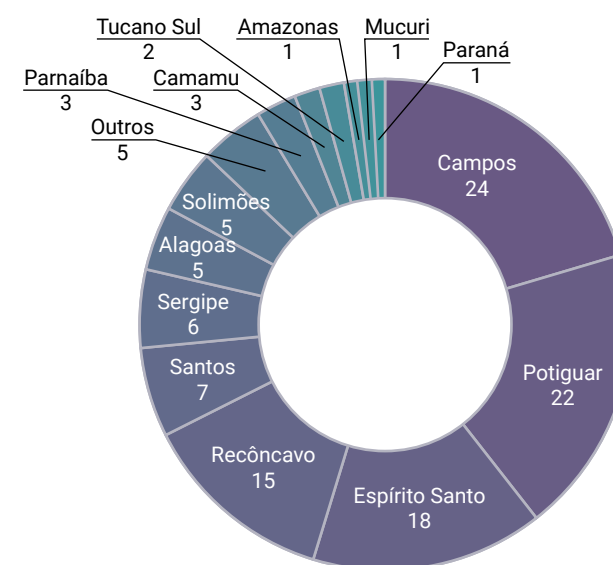
O descomissionamento de instalações é a destinação segura das estruturas de exploração e produção de petróleo e gás natural após o término de sua fase produtiva. Entre as atividades, constam: a remoção de instalações; o arrasamento de poços; a destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos; e a recuperação ambiental da área. A ANP aprova a interrupção definitiva das instalações após esgotadas todas as possibilidades de exploração e produção da área.

Até 2023, a ANP possuía 117 processos do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) no Brasil, sendo que 89 foram aprovados (dos quais 52 se referem ao ambiente terrestre, 34 se referem ao ambien-

te marítimo e 3 foram classificados como indeterminados). Além dos aprovados, outros 14 processos foram enquadrados como recebidos, 8 foram classificados como sobrestado e 6 foram encerrados.

A Bacia de Campos possui a maior quantidade de PDI's no país (24 PDI's), seguida pela Bacia Potiguar (22 PDI's) e a Bacia do Espírito Santo (18 PDI's) (Gráfico 29). Especificamente sobre os Programas aprovados, no total, ao menos 14 bacias no país tiveram PDI's aprovados pela ANP até 2023. Entre eles, 18 planos estavam localizados na Bacia do Espírito Santo, 18 na Bacia de Campos, 12 na Bacia de Potiguar, 9 na Bacia do Recôncavo e 32 em outras 11 bacias.

Gráfico 29 - Distribuição de Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI)



Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

117

processos do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) no Brasil até 2023

89 aprovados

14 recebidos

8 sobrestado

6 encerrados

19

processos foram aprovados no Espírito Santo dentro do Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI)

18 na Bacia do Espírito Santo

1 na Bacia de Campos

R\$ 1,82
bilhão

em investimento pelo
descomissionamento de
instalações entre 2024 e
2027 no Espírito Santo

R\$ 1,1
bilhão

na Bacia do
Espírito Santo

R\$ 704,4
milhões

na Bacia de Campos

Para o estado do Espírito Santo, 19 PDI's foram aprovados até 2023, 18 referentes à bacia do Espírito Santo (todos em terra) e 1 referente à bacia de Campos, com o descomissionamento da FPSO Capixaba (tabela 9).

A FPSO Capixaba está localizada no Campo de Jubarte que, por sua vez, se encontra no Parque das Baleias. A SBM Offshore, empresa que opera a plataforma que pertence à Petrobras, informou que a unidade será transportada, ainda em 2024, para a Dinamarca. No país, a plataforma terá como destino final a reciclagem, por meio de um acordo assinado entre a SBM e a empresa Modern American Recycling Services Europe. Apesar desse descomissionamento, a Petrobras está estimulando a renovação do Campo de Jubarte com a previsão de iniciar as operações de uma nova FPSO, a FPSO Maria Quitéria, em 2025. Além disso, a companhia alegou que continua com os estudos para novas unidades de produção nesse e em outros campos.

Além dos aprovados, o Espírito Santo possui um PDI que foi recebido em 2023 pela ANP, mas ainda não foi aprovado. Esse PDI refere-se ao descomissionamento da FPSO Espírito Santo, que está localizada no Parque das Conchas e é conectada a 4 campos: Argonauta, Ostra, Abalone e Massa. O operador responsável pela plataforma é a Shell.

Após serem exercidas todas as atividades de desativação das infraestruturas, a petroleira submete o Relatório de Descomissionamento de Instalações (RDI) à ANP, que irá verificar e analisar o cumprimento do PDI e suas atividades e, então irá aprovar ou não o RDI. Em 2023, a ANP aprovou 6 RDI's no Brasil, sendo 1 deles referente ao Campo Albatroz, localizado na Bacia do Espírito Santo. O operador do campo é a empresa Petrosyenergy, cuja as atividades de produção no referido campo foram iniciadas em 2015.

Em todo o Brasil, o descomissionamento de 3.738 poços gerará R\$ 51,6 bilhões em investimento no período que compreende os anos de 2024 a 2027. Para o Espírito Santo, o descomissionamento de 375 poços gerará R\$ 1,82 bilhão em investimento de 2024 a 2027, sendo R\$ 1,1 bilhão na Bacia do Espírito Santo e R\$ 704,4 milhões na Bacia de Campos (na parte que compete ao estado).

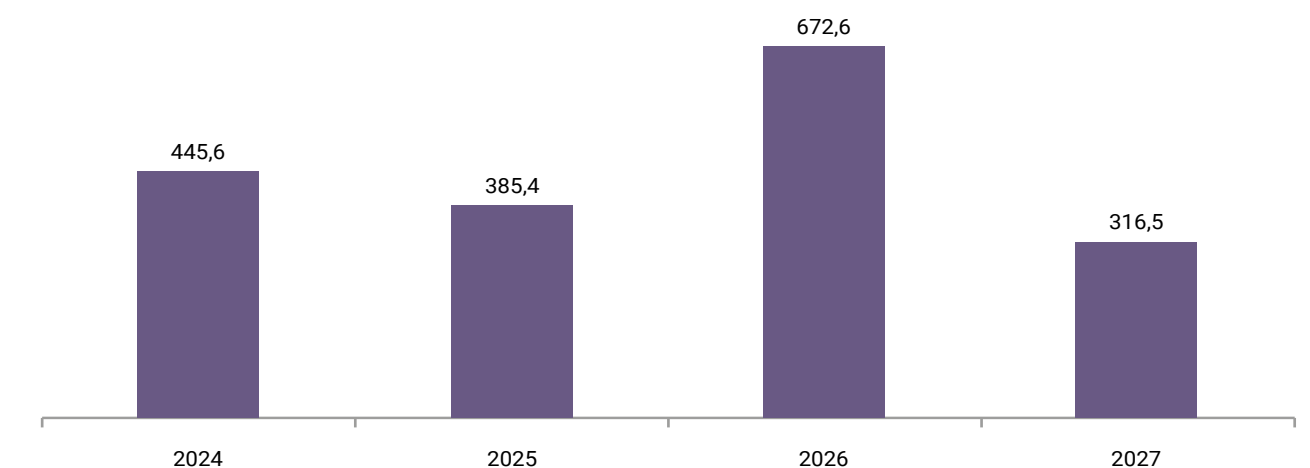
Este montante total será aplicado nas atividades de abandono permanente (68,2%), remoção de linhas (19,6%), desmobilização de Unidades de exploração de petróleo (UEP) (3,6%), remoção dos demais equipamentos do sistema submarino (3,3%), arrasamento de poços (2,1%), remoção de instalações associadas às Unidades de Produção Terrestres (1,6%) e recuperação ambiental (1,6%).

Tabela 11 - Relação dos Programas de Descomissionamento (PDI) aprovados e recebidos no Estado do Espírito Santo

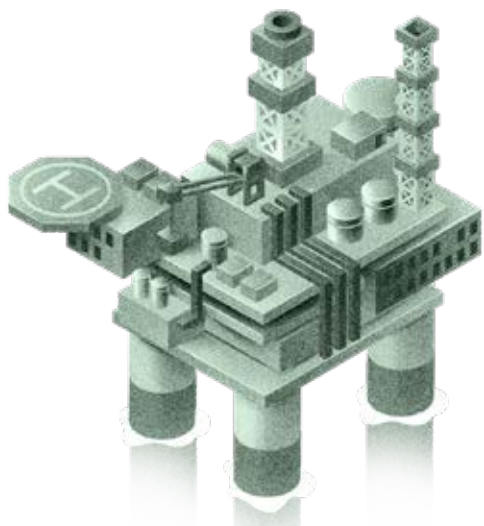
Ambiente	Bacia	PDI	Empresa	Situação
Terra	Espírito Santo	Albatroz	Petrosyenergy	Aprovado
	Espírito Santo	Barra do Ipiranga	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Corruíra	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Garça Branca	Central Resource	Aprovado
	Espírito Santo	Jacupemba	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Lagoa do Doutor	Vipetro	Aprovado
	Espírito Santo	Lagoa Parda Sul	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Mariricu Oeste	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Mosquito	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Mosquito Norte	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Nativo Oeste	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Barra Seca	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Ibiribas	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Itaunas Leste	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Mariricu	Petrobras	Aprovado
	Espírito Santo	Rio Mariricu Sul	Petrobras	Aprovado
Mar	Campos	FPSO Espírito Santo	Shell	Recebido
	Campos	FPSO Capixaba	Petrobras	Aprovado

Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes

Gráfico 30 - Investimentos Previstos para o Programas de Descomissionamento de Instalações PDI no Espírito Santo (em milhões R\$) – 2024 a 2027



Fonte: ANP. Elaboração: Observatório da Indústria/Findes





PETRÓLEO E GÁS NO ESPÍRITO SANTO: RUMO A UM FUTURO SUSTENTÁVEL

Eduarda Lacerda

Gerente Geral da Unidade de Negócios da Petrobras no Espírito Santo



Contribuição
da Petrobras

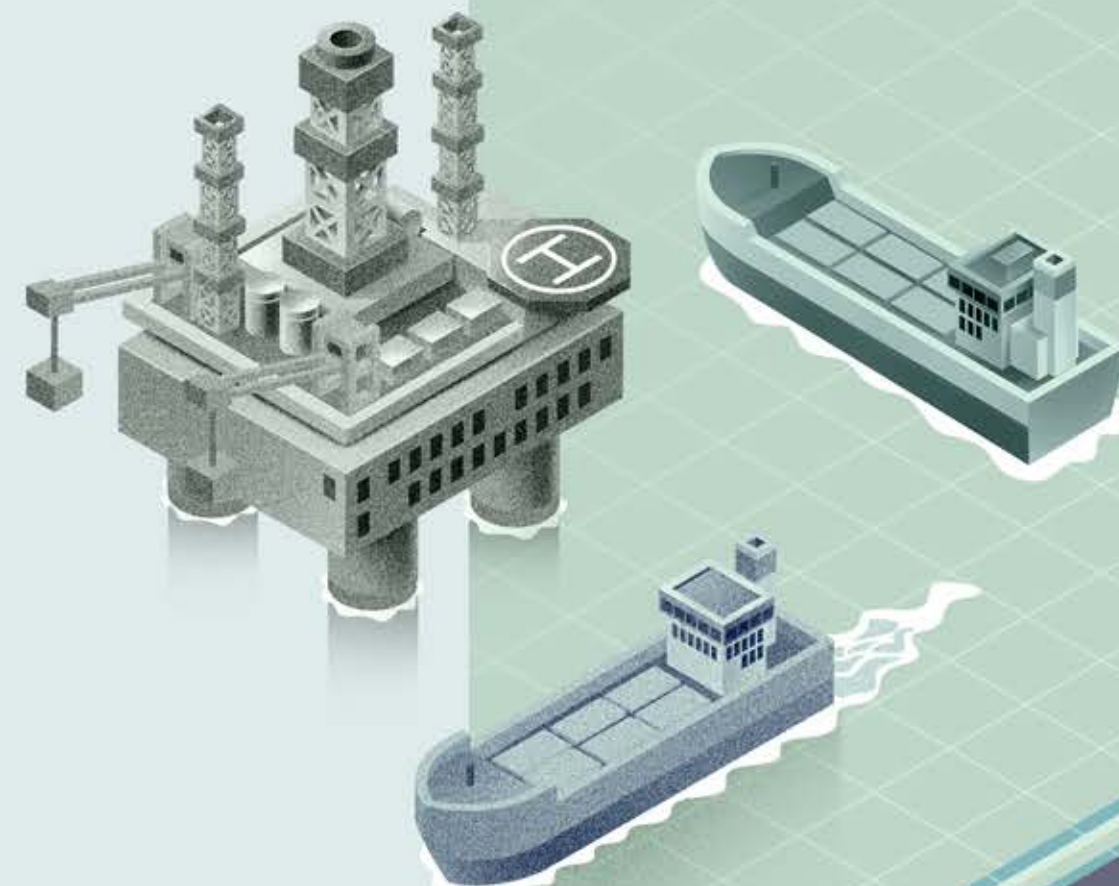
A energia desempenha um papel fundamental para o funcionamento da sociedade. E o setor de petróleo e gás é um pilar essencial para prover essa energia que impulsiona o progresso, a inovação e o desenvolvimento econômico e social. No Espírito Santo, preveremos um crescimento de aproximadamente 40% na produção de óleo e gás da Petrobras em 2025 comparado com o ano atual.

Mas não basta produzir energia, é necessário produzir energia limpa. Descarbonização se tornou a palavra de ordem. Estamos reduzindo nossa pegada de carbono, produzindo petróleo com menos emissões de gases de efeito estufa e investindo em fontes de energia mais limpas. A Petrobras é a maior empresa do estado e temos a responsabilidade de liderar a transformação rumo a um futuro mais sustentável e justo. Essa não é apenas uma questão ambiental, é também uma questão de sobrevivência e prosperidade a longo prazo.

Estamos comprometidos com essa transformação e expressamos essa convicção por meio de compromissos com a sociedade, presentes em

nosso plano estratégico e em nossa ambição de atingir a neutralidade de emissões até 2050. Estamos empenhados em pesquisar, desenvolver e implementar tecnologias que minimizem nosso impacto ambiental, e o Espírito Santo desempenha um papel fundamental em nossas estratégias.

É nesse estado que implantaremos a primeira unidade de produção de ciclo combinado e all-electric da companhia, o FPSO Maria Quitéria, que entrará em operação no próximo ano, no campo de Jubarte. Também estamos estudando a implantação de parques eólicos de geração de energia em alto mar e em conversas com parceiros para desenvolver tecnologias de Captura e Armazenamento de Carbono.



A escolha do Espírito Santo como local para essas iniciativas se deve à sua sociedade inovadora e aos parceiros e fornecedores qualificados e dispostos a trilhar o mesmo caminho. Atuamos em colaboração com empresas, governos e instituições acadêmicas que são essenciais nesse processo. Juntos, podemos acelerar a transição para uma economia de baixo carbono.

Nesse sentido, é fundamental que todos os envolvidos no setor de petróleo e gás busquem continuamente soluções inovadoras e sustentáveis, alinhadas com as necessidades de descarbonização e de preservação do meio ambiente. Somente assim poderemos garantir a continuidade do desenvolvimento econômico, social e ambiental, construindo um futuro mais sustentável para as próximas gerações.

*Juntos, somos pessoas
produzindo o futuro.*



ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico Brasileiro Do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023. Rio de Janeiro: ANP, 2023.

..... 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 2023.

..... 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 2023.

..... 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 2024.

..... 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: janeiro de 2024.

..... Investimentos em PD&I. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-p-d-i>>. Acesso em: janeiro de 2024.

..... Oferta Permanente. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente>>. Acesso em: fevereiro de 2024.

..... 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: janeiro de 2024.

..... Royalties. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>>. Acesso em: fevereiro de 2024.

..... Participações governamentais consolidadas. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacoes-governamentais-consolidadas>>. Acesso em: fevereiro de 2024.

..... Participação Especial. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>>. Acesso em: fevereiro de 2024.

..... 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>><https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>>. Acesso em: janeiro de 2024.

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.

FUNCEX - Fundação Centro de Estudos do Comércio Exterior. Funcex Data. Disponível em: <<https://funcex.org.br/>>. Acesso em: fevereiro de 2024.

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 2023.

..... Oil Market Report - January 2024. IEA, Paris. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/oil-market-report-january-2024>> Acesso em: fevereiro de 2024.

MIDC - Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços. Comex Stata. Disponível em: <<http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>>. Acesso em: fevereiro de 2024.

MT-Ministério do Trabalho. Relação Anual de Informações Sociais (Rais). Distrito Federal, 2022.

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

PETROBRAS. Petrobras Plano Estratégico 2022-2026. Plano Estratégico Petrobras 2022-2026 Investimento com Responsabilidade. 30 de novembro de 2021. Disponível em <<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/apresentacoes/>>. Acesso em: dezembro de 2023.

World Bank. 2024. Global Economic Prospects, January 2024. 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 2024.



A

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP): órgão regulador do mercado de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil, com exceção da regulação de distribuição do gás natural, cuja esfera é estadual.

Águas rasas: águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral com profundidade do leito marinho de 0-300 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 com profundidade do leito marinho maior que 1.500 metros.

B

Bônus de assinatura: recurso ofertado 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): barril de óleo equivalente (1.000 m³ de gás ≈ 6,28981 bbl) - medida que soma os volumes de produção de óleo e de gás

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

Bloco Exploratório: áreas delimitadas geograficamente referentes à uma bacia sedimentar, onde se desenvolvem atividades de exploração de petróleo e gás natural.

Brent: petróleo extraído no Mar do Norte e comercializado na bolsa de Londres, sendo a sua cotação referência internacional para o preço do petróleo.

C

Campos de petróleo: área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e 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: área devolvida 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 (como os vegetais e determinados organismos) que foram fossilizados ao longo de milhares de anos e que, atualmente, são ricos em carbono, tais 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 compromete capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado. No Brasil, o contrato administrativo à delegação é feito 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 escrita do concessionário à ANP declarando uma jazida como descoberta comercial na área de concessão.

Declaração de início de hidrocarbonetos: os contratos de concessão estabelecem os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção. Segundo estes contratos, o concessionário tem por obrigação comunicar à ANP qualquer descoberta de hidrocarboneto ou outros recursos minerais dentro da área de concessão em até 72 horas após a ocorrência.

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, visando assegurar que sua desativação atenda às condições de segurança, preservação do meio ambiente, confiabilidade e rastreabilidade de informações e de documentos.

E

Energia primária: a forma como a energia está disponível na natureza, ou seja, na sua forma bruta, tais como o vento, a água do rio, o carvão, 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.

Exajoules: unidade de medida para mensuração de energia, implementada pelo Sistema Internacional de Unidades (SI). O exajoule (EJ) equivale a 10¹⁸ joules (J). Por sua vez, uma caloria é equivalente 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: todo hidrocarboneto que permaneça em estado gasoso 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 de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo para sua movimentação.

M

Matriz Energética: conjunto de fontes energéticas utilizadas para suprir a demanda mundial, ou de um país ou estado, por energia. Estas fontes podem ser renováveis (eólica, hidrelétrica, solar, entre outras) ou não renováveis (petróleo, carvão mineral, gás natural e 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 e zona de transição terra-mar ou área localizada no mar.

Onshore: ambiente terrestre ou área localizada em terra.

Oferta permanente: oferta contínua de campos desenvolvidos (ou em processo de devolução) e de blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência (Artigo 4º da Resolução CNPE nº 17, de 08/06/2017).

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 o custo 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 descritos 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: calculado a partir das características físico-químicas da corrente de petróleo. Para cada campo é realizado 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 das frações, o petróleo de uma corrente é valorado utilizando cotações de derivados do 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): atividades exploratórias a serem obrigatoriamente cumpridas pelo concessionário durante a fase de exploração, sendo definida pela ANP, de acordo com 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 reauecimento 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 frações 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;

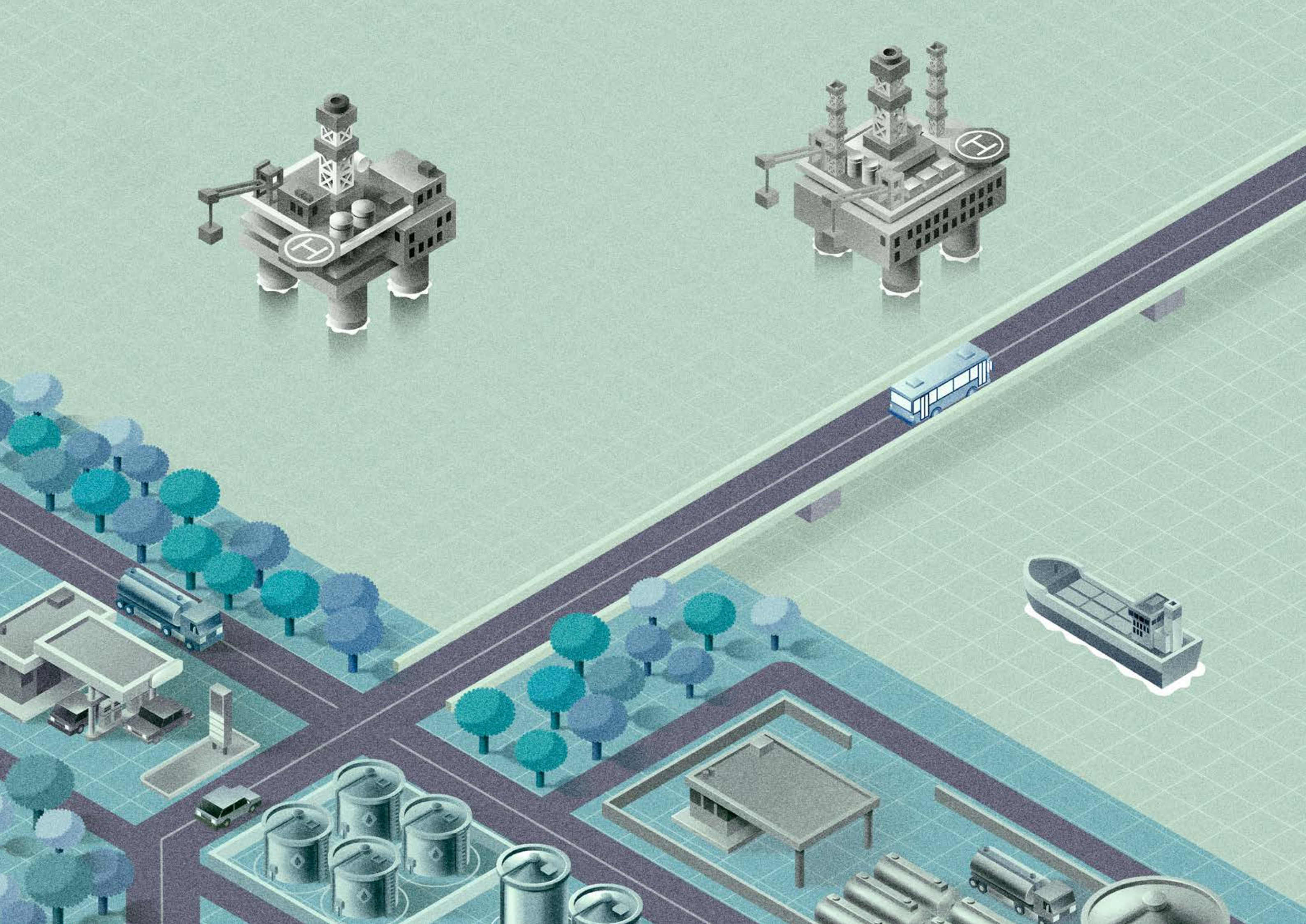
U

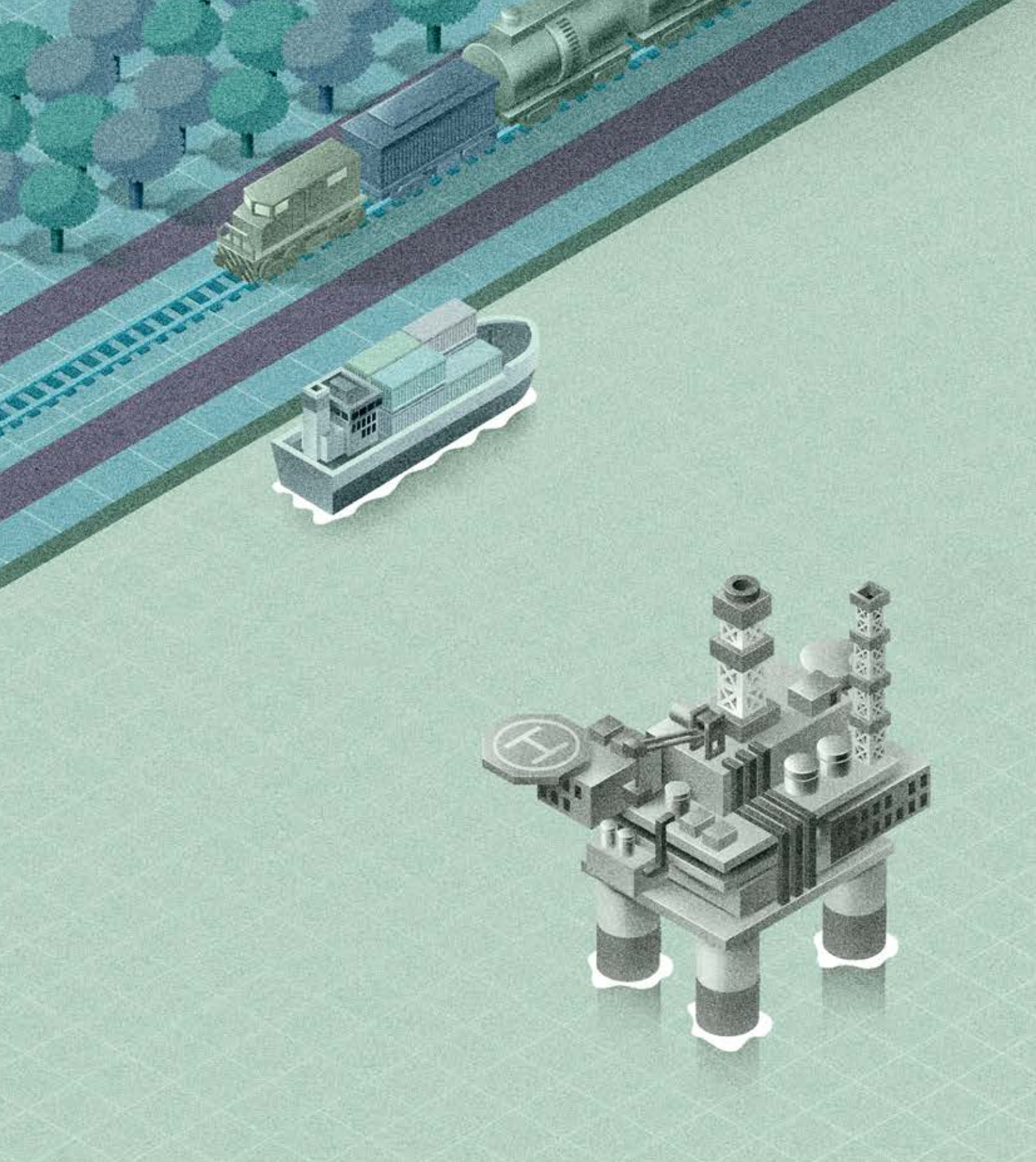
Unidade de Produção (Exploração e Produção): conjunto de instalações destinadas a promover a separação, tratamento, estocagem e escoamento dos fluidos produzidos e movimentados num campo de petróleo e gás natural.

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
da indústria

Apoio:

