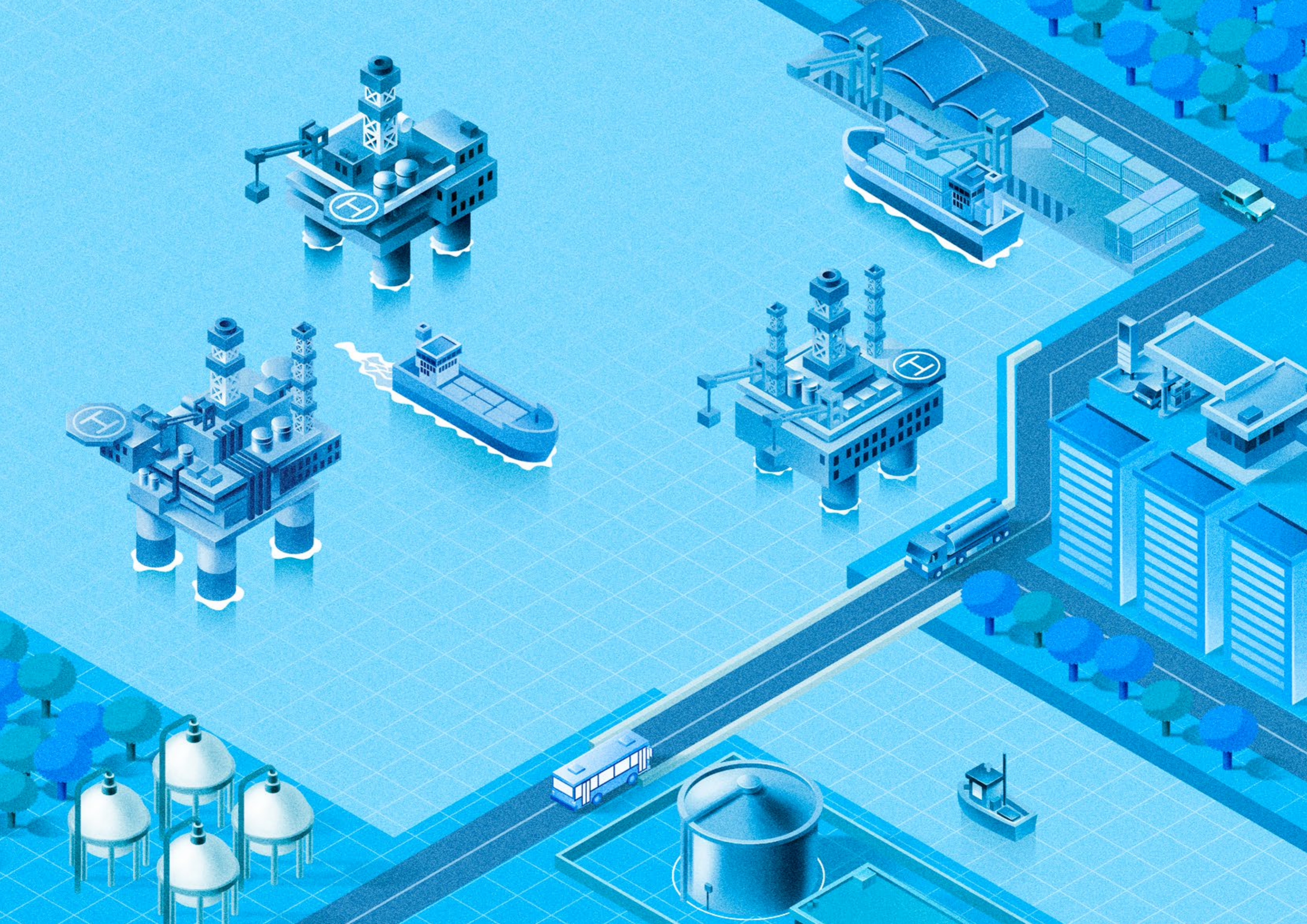


Anuário  
da indústria  
do petróleo e  
gás natural no  
Espírito Santo  
2021



**FINDES** **IDEIES**

POR VOCÊ, PELA INDÚSTRIA, PELO ESPÍRITO SANTO.



# APRESENTAÇÃO

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

**Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial – Senai/ES**  
Cláudio Marcassa – Diretor Regional

**Serviço Social da Indústria – Sesi/ES**  
Cláudio Marcassa – Superintendente Regional

**Federação da Indústria do Estado do Espírito Santo - Findes**  
Paulo Lacerda Almeida e Silva - Diretor Geral

**Gerência Executiva de Pesquisa e Avaliação – Sesi/ES e Senai/ES**  
Marília Gabriela Elias da Silva – Gerente Executiva

**Instituto de Desenvolvimento Educacional e Industrial do Espírito Santo – Ideies**  
Marília Gabriela Elias da Silva – Gerente Executiva

#### Equipe Técnica

Gabriela Vichi Abel de Almeida – Gerente do observatório do Ambiente de Negócios  
Mayara Lyra Bertolani – Analista de Estudos e Pesquisas  
Nathan Marques Diirr – Analista de Estudos e Pesquisas  
Thais Maria Mozer – Analista de Estudos e Pesquisas

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

**Gerência do Observatório do Ambiente de Negócios**  
Av. Nossa Senhora da Penha, 2053, 3º andar, Santa Lúcia,  
Vitória, ES, CEP: 29.056-913 | (27) 3334-5626

ideies@findes.org.br | www.portaldaindustria-es.com.br  
Receba nossas novidades: (27) 98818-2897  
Twitter @ideies LinkedIn @ideies Instagram @ideies

#### Apoio:



**Anuário da Indústria do Petróleo no Espírito Santo.** Instituto de Desenvolvimento Educacional e Industrial do Espírito Santo

– Vol. 5, 2022 – Espírito Santo: Ideies, 1971 – Anual

ISSN 2595-9255

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

CDU: 67(815.2)

Atualmente vivemos um intenso período de mudanças relacionadas ao futuro do planeta. O termo transição energética invadiu as discussões entre os diferentes atores sociais, promovendo mudanças nos hábitos de consumo e, também, uma maior cobrança da sociedade pela aceleração de ações que promovam a redução dos impactos causados pelo aumento da temperatura do globo. Esses anseios esbarram na necessidade de redução do consumo de energia fóssil.

Não há questionamento quanto aos benefícios ocasionados pela transição de uma matriz energética atualmente intensiva em combustíveis fósseis para uma matriz com baixa ou zero emissões de carbono. As dúvidas sobre essa transição residem na velocidade com que ela ocorrerá, dada a necessidade da segurança energética e dos estímulos financeiros, tecnológicos e regulatórios, a serem promovidos pelas lideranças globais.

Recentemente, a atenção do mundo foi direcionada para as tensões geopolíticas envolvendo países produtores de petróleo e gás natural. A situação escancarou o imprescindível caráter da segurança energética, destacando a necessidade de uma matriz descentralizada, descarbonizada e digitalizada.

É neste contexto que o setor de petróleo e gás natural seguirá como peça fundamental nas próximas décadas, sendo responsável por prover a segurança energética mundial. As grandes petroleiras têm assumido o compromisso de intensificar a redução de emissões de carbono ao longo da cadeia de valor dos insumos, o que representa um esforço significativo nas reduções de emissões de gases causadores do efeito estufa.

Assegurando que a informação é um ativo precioso, a **5ª 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 o rigor técnico e informação estruturada, atualizada e confiável.

O primeiro capítulo do Anuário aborda a indústria mundial do petróleo e do gás natural. O capítulo 2 expõe acerca da indústria do petróleo e do gás natural no Espírito Santo. Os reflexos dessas atividades, com destaque para as participações governamentais, são tratados no capítulo 3. O capítulo 4 discorre sobre o mecanismo de incentivo do setor de Petróleo e Gás à Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação. Por fim, o capítulo 5 aponta as novas oportunidades em explo-

ração e produção de petróleo e gás natural para o Espírito Santo.

Para este ano, as novidades consistem na inclusão das análises do gás natural e da apresentação de um exercício para a projeção da produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo. O Ideies reafirma seu compromisso com o setor e com a indústria capixaba, e mantém também atualizado o Painel - Indústria do Petróleo e Gás - que contém os dados mais relevantes do setor em formato digital, intuitivo e dinâmico. Além disso, apresentamos o mapa oficial do setor, em parceria com a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

#### Boa leitura

**Marília Gabriela Elias da Silva**  
Gerente Executiva



ACESSE AQUI O  
PAINEL – INDÚSTRIA  
DO PETRÓLEO E GÁS

SCAN ME



ACCESS THE ENGLISH  
EDITION OF THE DO-  
CUMENT HERE

SCAN ME

## SUMÁRIO

<b>Índice de gráficos, tabelas e figuras</b>	8
<b>1. Panorama internacional</b>	13
1.1. Consumo global de energia	13
1.2. Produção e Consumo global de petróleo e gás natural	15
1.3. Reserva global de petróleo e gás natural	17
1.4. Capacidade e Refino global de petróleo	19
<b>2. Exploração e produção de petróleo no Espírito Santo</b>	23
2.1. Atividade Perfuratória no Espírito Santo	23
2.2. Declarações de indícios de hidrocarbonetos	25
2.3. Declarações de comercialidade	26
2.4. Reserva de petróleo e gás natural	27
2.4.1. Reservas offshore no Espírito Santo	28
2.4.2. Reservas onshore no Espírito Santo	29
2.5. Produção total de petróleo e gás natural	30
2.5.1. Produção offshore no Espírito Santo	32
2.5.2. Produção onshore no Espírito Santo	34
2.6. Projeção da produção	36
2.6.1. Projeção da produção offshore no Espírito Santo	36
2.6.2. Projeção da produção onshore no Espírito Santo	38
<b>3. Participações governamentais e reflexos econômicos</b>	41
3.1. Participações Governamentais	41

3.1.1. Royalties	44
3.1.2. Participações Especiais (PE)	48
3.1.3. Pagamento aos proprietários de terra	50
3.2. Mercado de Trabalho	52
3.3. Setor Externo	57
<b>BOX 1 – Produtos Repetráveis</b>	60
<b>4. Pesquisa, desenvolvimento e inovação</b>	63
4.1. A cláusula de PD&I	63
4.2. Obrigações geradas pela cláusula de PD&I no Brasil	65
4.3. Projetos e programas desenvolvidos com o recurso da cláusula de PD&I	66
4.4. Financiadores e executores dos projetos financiados pela cláusula de PD&I	70
4.4.1. Principais empresas financiadoras e executoras	70
4.4.2. Principais instituições executoras	72
<b>BOX 2 – O Papel do Senal no desenvolvimento de projetos inovadores</b>	74
<b>5. Oportunidades para o Espírito Santo</b>	79
5.1. Investimentos anunciados	79
5.2. Oferta Permanente	82
5.3. Plano de desinvestimento da Petrobras	85
5.4. Descomissionamento de instalações	88
<b>Glossário</b>	92
<b>Apêndice</b>	96
<b>Referências</b>	97

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Países com maior consumo de energia primária (em exajoules) - 2020	14	Gráfico 22	Projeção da produção offshore de gás natural no Espírito Santo (em milhões de m <sup>3</sup> )	37
Gráfico 2	Participação dos combustíveis na matriz energética global (em %)	15	Gráfico 23	Projeção da produção onshore de petróleo no Espírito Santo (em mil barris)	39
Gráfico 3	Produção e consumo de petróleo no mundo (mil barris/dia)	16	Gráfico 24	Projeção da produção onshore de gás natural no Espírito Santo (em milhões de m <sup>3</sup> )	39
Gráfico 4	Produção e consumo de gás natural no mundo (bilhões de m <sup>3</sup> )	17	Gráfico 25	Evolução da composição das participações governamentais do Brasil, por modalidade (R\$ bilhão)	42
Gráfico 5	Reservas provadas de petróleo no mundo (bilhões de barris)	18	Gráfico 26	Receita de participações governamentais (royalties e PE) no Espírito Santo em valores constantes* (R\$ milhões)	42
Gráfico 6	Reservas de gás natural no mundo (trilhões de m <sup>3</sup> )	19	Gráfico 27	Evolução do preço médio de referência do petróleo no Espírito Santo (em US\$)	43
Gráfico 7	Capacidade e Refino de petróleo no mundo (mil barris/dia)	21	Gráfico 28	Evolução do preço médio de referência do petróleo no Espírito Santo (em R\$)	43
Gráfico 8	Poços perfurados onshore e offshore no Espírito Santo (em unidades)	24	Gráfico 29	Receita de royalties no Espírito Santo em valores constantes (R\$ milhões)*	45
Gráfico 9	Quantidade de declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo (em unidades)	26	Gráfico 30	Municípios do Espírito Santo que mais receberam royalties - % sobre o total de royalties recebidos por todos os municípios do ES - 2020	46
Gráfico 10	Quantidade de declarações de comercialidade no Espírito Santo (em unidades)	27	Gráfico 31	Municípios do Espírito Santo com maior participação das receitas de royalties no total das suas receitas (%) - 2020	46
Gráfico 11	Reservas de petróleo offshore (em milhões de barris)	28	Gráfico 32	Receita de Participações Especiais no Espírito Santo em valores constantes (R\$ milhões)	49
Gráfico 12	Reservas de Gás Natural offshore (milhões de m <sup>3</sup> )	29	Gráfico 33	Quantidade de proprietários da terra com participação sobre a produção de petróleo e de gás natural do Espírito Santo	51
Gráfico 13	Reservas de petróleo onshore (em milhões de barris)	30	Gráfico 34	Distribuição dos empregados formais no encadeamento produtivo do setor de P&G - Espírito Santo	54
Gráfico 14	Reservas de Gás Natural onshore (milhões de m <sup>3</sup> )	30	Gráfico 35	Salário médio dos elos da cadeia produtiva do setor de P&G, 2020 - Espírito Santo e Brasil (R\$ mil)	55
Gráfico 15	Produção de petróleo total (mil de barris)	31	Gráfico 36	Exportações de petróleo e participação das exportações de petróleo no total das exportações do Espírito Santo	58
Gráfico 16	Produção de Gás Natural total (milhões de m <sup>3</sup> )	31	Gráfico 37	Obrigações de Investimentos em P&D, por ano	66
Gráfico 17	Produção de petróleo offshore localização (mil barris de petróleo)	33			
Gráfico 18	Produção de gás natural por localização (mil m <sup>3</sup> )	34			
Gráfico 19	Produção de petróleo onshore (mil barris de petróleo)	35			
Gráfico 20	Produção de Gás Natural onshore (milhões de m <sup>3</sup> )	35			
Gráfico 21	Projeção da produção offshore de petróleo no Espírito Santo (em mil barris)	37			

Gráfico 38	Obrigações de Investimentos em P&D por Petrolífera, em bilhões (2020)	66
Gráfico 39	Número de projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Brasil	67
Gráfico 40	Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Espírito Santo (nº de projetos)	69
Gráfico 41	Quantidade de projetos iniciados por financiador, no Brasil	70
Gráfico 42	Quantidade de projetos iniciados pelas principais empresas executoras, no Brasil	71
Gráfico 43	Instituições credenciadas no Brasil, por estado (acima de 3 instituições)	72
Gráfico 44	Unidades de pesquisa credenciadas no Brasil, por estado (10 ou mais unidades de pesquisa)	73
Gráfico 45	Quantidade de projetos iniciados de acordo com as principais instituições executoras, no Brasil	73
Gráfico 46	Quantidade de projetos iniciados/executados com os recursos da Cláusula de PD&I por SENAI	76
Gráfico 47	Investimento no setor de petróleo no mundo (em bilhões US\$)	81
Gráfico 48	Distribuição de Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) aprovados pela ANP, por Bacia	88
Gráfico 49	Investimentos Previstos para o Programas de Descomissionamento (PDI) no Brasil – 2022-2026	90

#### ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1	Royalties pagos por campos produtores de petróleo e gás, onshore e offshore, no Espírito Santo – 2020	46
Tabela 2	Participações especiais pagas por campo confrontantes ao Espírito Santo – 2020* (R\$ milhões)	48
Tabela 3	Arrecadação de participação governamentais pelo governo do estado e municípios do Espírito Santo (R\$ milhões)	50
Tabela 4	Empregos formais no encadeamento produtivo do setor de P&G no Espírito Santo	52

Tabela 5	Características do mercado de trabalho da cadeia de P&G no Espírito Santo – 2020	56
Tabela 6	Tabela 6 Exportações da indústria de petróleo do Espírito Santo (US\$ FOB milhões)	59
Tabela 7	Importações do Espírito Santo de produtos originários da indústria de petróleo (US\$ FOB milhões)	59
Tabela 8	Áreas de atuação do Instituto Senai de Tecnologia em Eficiência Operacional do Espírito Santo	75
Tabela 9	Principais investimentos anunciados no setor de Petróleo e Gás no Espírito Santo para os próximos 5 anos	81
Tabela 10	Áreas ofertadas pela Petrobras no Espírito Santo	86
Tabela 11	Relação de Programas de Descomissionamento (PDI) da Bacia do Espírito Santo, aprovados e em análise	89
Tabela 12	Relação da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (Cnaes) da cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural	96

#### ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Principais destinos das exportações de óleo bruto de petróleo do Espírito Santo em 2020	60
Figura 2	Linha do tempo da regulamentação dos projetos de PD&I	64
Figura 3	Área, tema e subtema dos Projetos – Espírito Santo	68
Figura 4	Área e tema os Projetos – Senail	77
Figura 5	Blocos exploratórios terrestres em oferta na Oferta Permanente	83
Figura 6	Blocos exploratórios marítimos em oferta na Oferta Permanente	83
Figura 7	Áreas com acumulações marginais em estudo para Oferta Permanente	84
Figura 8	Inventário de Instalações em mar com PDI aprovado que estão próximos ao Estado do Espírito Santo (2021-2026)	91

## Capítulo 1

PANORAMA  
INTERNACIONAL

A inquietação da sociedade com o futuro reside, em grande medida, nos danos provocados pelo aumento da temperatura do planeta e as consequências da mudança climática. As principais lideranças globais estão negociando novas metas e acordos internacionais com o intuito de reduzir as causas que provocam o aquecimento da terra.

No centro dessas discussões, encontra-se o setor energético, responsável por parcela significativa das emissões de dióxido de carbono na atmosfera. Os esforços para a redução das emissões direcionam para uma transição energética, atualmente intensiva em combustíveis fósseis para uma matriz energética com baixa ou zero emissões de carbono, em todas as regiões do planeta.

Neste plano de fundo, as fontes de energia renováveis tornaram-se a espinha dorsal do movimento de transição energética por cumprirem o papel de geração limpa de energia. Cabe aos combustíveis fósseis um papel relevante de prover a segurança energética no período de transição. Às grandes empresas do setor, por sua vez, cabe o compromisso, por elas já assumido, de intensificar a redução de emissões de carbono ao longo da cadeia de valor.

## 1.1 Consumo global de energia

Em 2020, o consumo global de energia primária foi de 557 exajoules, 4,3% inferior ao registrado no ano anterior. A queda foi causada pela retração da atividade econômica global provocada, principalmente, pela eclosão da pandemia do novo coronavírus em março daquele ano.

O consumo global de energia está concentrado em um grupo de dez países (gráfico 1) que juntos concentram 66,9% do total de energia consumida no mundo. Apenas a China e os Estados Unidos representam 41,9% do total da energia consumida no globo.

A matriz energética da China é composta pelas seguintes fontes: carvão (56,6%), petróleo (19,6%), gás natural (8,2%), hidroelétrica (8,1%), energias renováveis (5,4%) e energia nuclear (2,2%). Já a matriz energética dos Estados Unidos é composta pelas

seguintes fontes: petróleo (37,1%), gás natural (34,1%), carvão (10,5%), energia nuclear (8,4%), energias renováveis (7,0%) e hidroelétrica (2,9%).

Nos últimos vinte anos, o consumo de energia primária no mundo teve crescimento médio anual de 1,7%. O destaque para o período foi o aumento da participação das fontes de energias renováveis na matriz energética. Em 2000, as fontes renováveis representavam 0,7% e em 2020 subiram para 5,7% de participação no 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.

Em menor intensidade, os combustíveis fósseis cresceram de forma mais tímida. Em 2000, o carvão re-

66,9%

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

41,9%

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

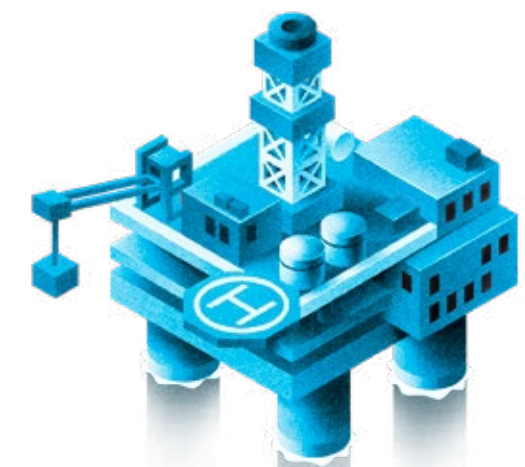
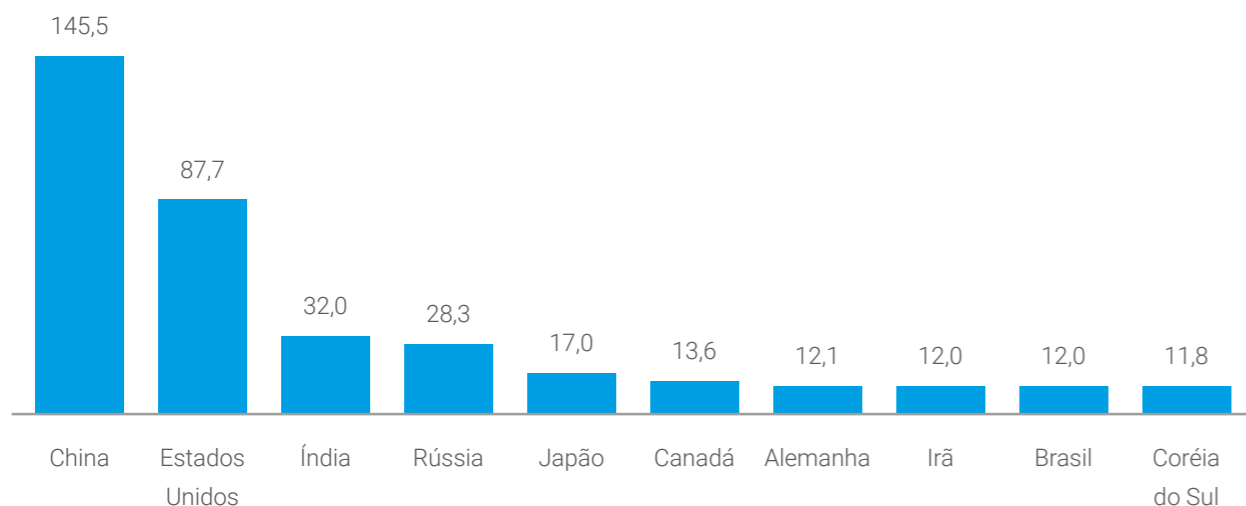


Gráfico 1 - Países com maior consumo de energia primária (em exajoules) - 2020



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Ideies/Findes

presentava 25,0% do total de energia primária consumida no mundo e em 2020 subiu para 27,2%. A China, a Índia e os Estados Unidos concentraram 72,0% 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. É sabido que o carvão é uma das fontes energéticas mais poluentes e, no entanto, não se observou redução no consumo no período.

Já o gás natural que representava 21,9% do total de energia primária consumida no mundo em 2000, subiu para 24,7% em 2020. O consumo do gás natural representa uma alternativa na transição para uma produção de energia com fontes menos poluentes.

Como as fontes renováveis ainda não estão disponíveis em grande escala, o uso do gás natural torna-se estratégico devido a infraestrutura de produção, escoamento, tratamento e regaseificação já instalada. 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 a China concentraram 41,9% do total consumido de gás natural em todo o mundo.

Por fim, o petróleo representava 39,1% do consumo de energia primária no mundo em 2000, reduzindo para 31,2% em 2020. Em 2020, os Estados Unidos, a China e a Índia concentraram 41,5% do total consumido de petróleo em todo o mundo.

1,7%

foi o crescimento médio anual no consumo de energia primária no mundo nos últimos vinte anos

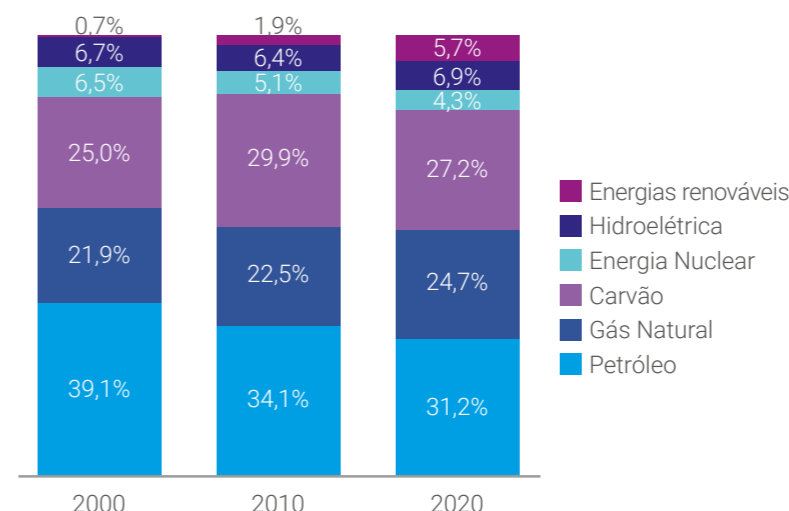
24,7%

do total de energia primária consumida no mundo em 2020 foi proveniente do gás natural

31,2%

do total de energia primária consumida no mundo em 2020 foi proveniente do petróleo

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



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Ideies/Findes

## 1.2. Produção e Consumo global de petróleo e gás natural

A produção mundial de petróleo, em 2020, foi de 88,4 milhões de barris por dia, 6,9% inferior à registrada em 2019 (gráfico 3). Houve decréscimo de 6,6 milhões de barris por dia na produção, comparada com o ano anterior, o que provocou a maior variação negativa na oferta de petróleo na série histórica que se iniciou em 1965. A queda foi causada pela retração da atividade econômica global provocada, principalmente, pela eclosão da pandemia do novo coronavírus.

Em 2020, a divisão da produção de petróleo entre as regiões no mundo foi: Oriente Médio (31,3%), América do Norte (26,6%), Comunidade dos Estados Independentes (15,3%)<sup>1</sup>, Ásia (8,4%), África (7,8%), América do Sul e Central (6,6%) e Europa (4,0%). Os principais países produtores foram os Estados Unidos, Arábia Saudita e Rússia que juntos corresponderam por 43,2% da produção global. O Brasil foi o 9º país com a maior produção do insumo no mundo, com 3,0 milhões de barris por dia.

2,3 milhões

de barris de petróleo por dia foram consumidos no Brasil em 2020, o que coloca o país na 8ª posição no ranking global

Como as fontes renováveis ainda não estão disponíveis em grande escala, o uso do gás natural torna-se estratégico devido a infraestrutura de produção, escoamento, tratamento e regaseificação já instalada.

Gás natural é menos poluente do que o petróleo e o carvão, contribuindo para a descarbonização do setor energético.



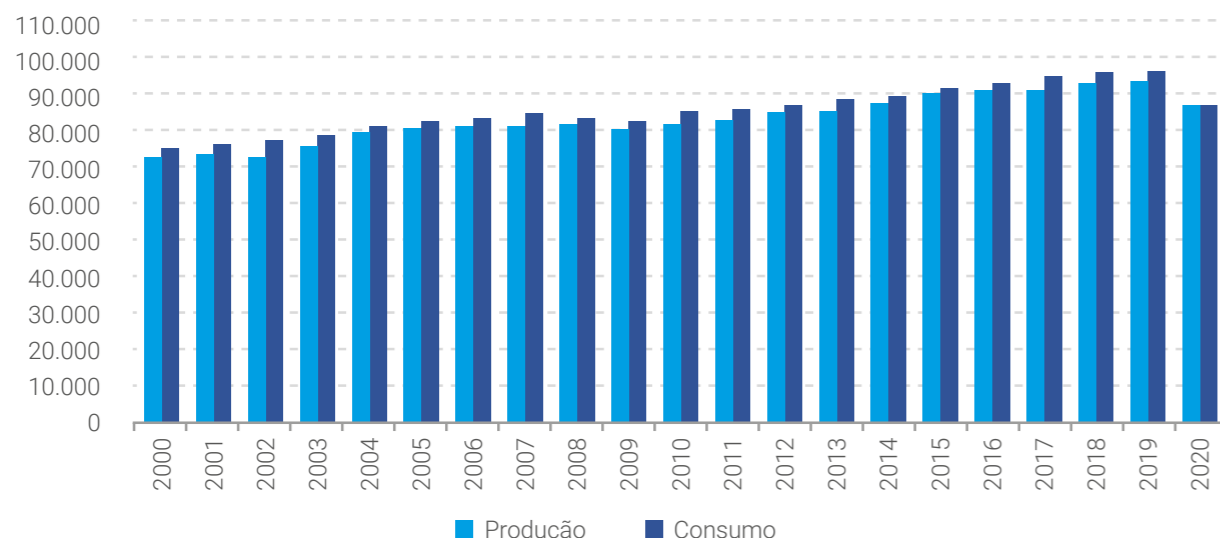
Divisão do consumo de petróleo no mundo

Ásia	38,0%
América do Norte	23,5%
Europa	14,5%
Oriente Médio:	9,4%
América do Sul e Central:	6,0%
Comunidade dos Estados Independentes (CEI):	4,7%
África:	4,0%

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

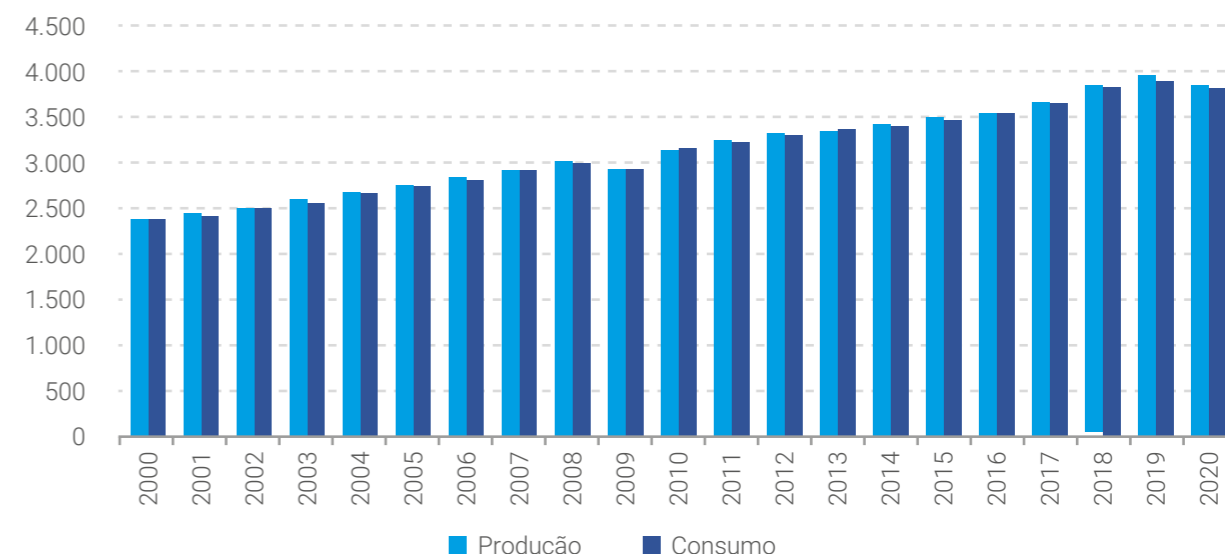


Gráfico 3 - Produção e consumo de petróleo no mundo (mil barris/dia)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Ideies/Findes

Gráfico 4 - Produção e consumo de gás natural no mundo (bilhões de m³)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Ideies/Findes



### Divisão do consumo de gás natural no mundo

<b>América do Norte</b>	<b>27,0%</b>
<b>Ásia</b>	<b>22,5%</b>
<b>Oriente Médio</b>	<b>14,4%</b>
<b>Comunidade dos Estados Independentes (CEI): 14,1%</b>	
<b>Oriente Médio: 9,4%</b>	
<b>África: 4,0%</b>	
<b>América do Sul e Central: 3,8%</b>	

O consumo do petróleo segue uma distribuição distinta da produção. Em 2020, foram consumidos 88,5 milhões de barris por dia de petróleo em todo o mundo, 9,3% inferior ao registrado no ano anterior (gráfico 3). Com exceção da China, todos os países registraram queda no consumo de petróleo. Naquele país, houve crescimento de 1,6% no consumo do insumo, o que fez a participação da China no consumo global aumentar de 14,4% para 16,1% entre 2019 e 2020.

A divisão do consumo de petróleo entre as regiões no mundo foi: Ásia (38,0%), América do Norte (23,5%), Europa (14,5%), Oriente Médio (9,4%), América do Sul e Central (6,0%), Comunidade dos Estados Independentes (4,7%) e África (4,0%). Os principais países consumidores foram os Estados Unidos, China e Índia que juntos correspondem por 40,8% do consumo global.

# 32 bilhões

de m³ de gás natural por dia foram consumidos no Brasil em 2020, o que coloca o país na posição 29º lugar no ranking global

O Brasil é o 8º país com a maior consumo do insumo no mundo, com 2,3 milhões de barris por dia.

Em relação ao gás natural, a produção global alcançou 3,9 trilhões de m³, em 2020 (gráfico 4). A produção do insumo teve redução de 122 bilhões de m³ na passagem de 2019 para 2020, registrando a segunda queda na produção em doze anos.

A divisão da produção de gás natural entre as regiões no mundo foi: Amé-

rica do Norte (28,8%), Comunidade dos Estados Independentes (20,8%), Oriente Médio (17,8%), Ásia (16,9%), África (6,0%), Europa (5,7%) e América do Sul e Central (4,0%). Os principais países produtores foram os Estados Unidos, Rússia e Irã que juntos correspondem por 46,8% da produção global. O Brasil foi o 30º país com a maior produção do insumo no mundo, com 24 bilhões m³ de gás natural.

O consumo do gás natural também segue uma distribuição distinta da produção. Foram consumidos 3,8 trilhões de m³ de gás natural em todo o mundo, em 2020. Esse montante é 2,1% inferior ao que foi registrado no ano anterior.

A divisão do consumo de gás natural entre as regiões no mundo foi: América do Norte (27,0%), Ásia

(22,5%), Oriente Médio (14,4%), Europa (14,2%), Comunidade dos Estados Independentes (14,1%), África (4,0%) e América do Sul e Central (3,8%). Os Estados Unidos, a Rússia e a China concentraram 41,2% do consumo global de gás natural. O Brasil foi o 29º país com o maior consumo do insumo no mundo, com 32 bilhões de m³ de gás natural.

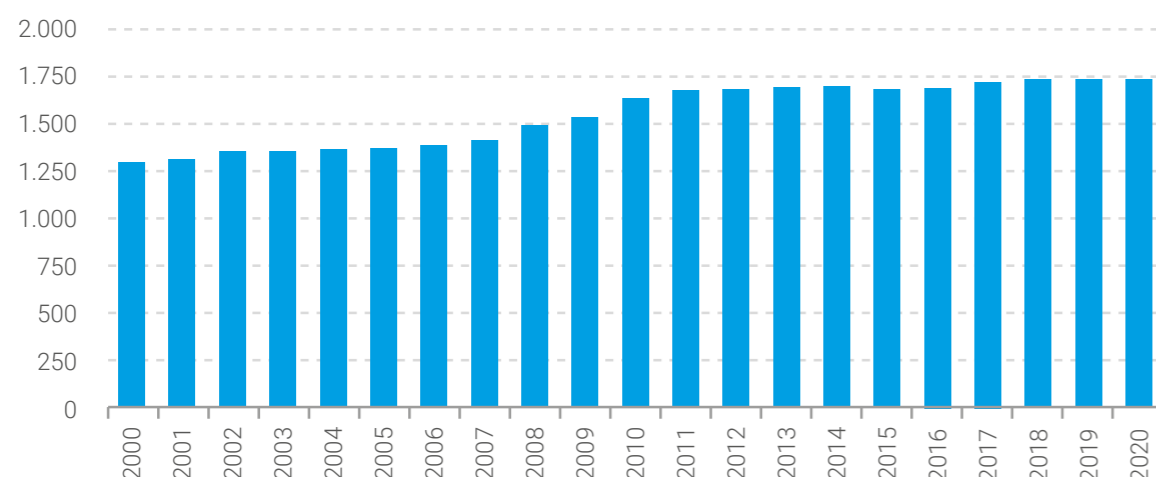
### 1.3. Reserva global de petróleo e gás natural

O total de reservas de petróleo do mundo, em 2020, foi de 1,73 trilhões de barris de petróleo, praticamente estável em relação a 2019, com uma leve queda de 0,1% (gráfico 5). Em termos absolutos a redução foi de 2,4

bilhões de barris. Cabe ressaltar que a última variação expressiva foi em 2018 quando houve incremento de 37,9 bilhões de barris de petróleo nas reservas globais.



Gráfico 5 - Reservas provadas de petróleo no mundo (bilhões de barris)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Ideies/Findes



Divisão de reservas de petróleo no mundo

<b>Oriente Médio</b>	<b>48,3%</b>
<b>América do Sul e Central</b>	<b>18,7%</b>
<b>América do Norte</b>	<b>14,0%</b>
<b>Comunidade dos Estados Independentes (CEI): 8,4%</b>	
<b>África: 7,2%</b>	
<b>Ásia: 2,6%</b>	
<b>Europa: 0,8%</b>	

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 concentram 44,4% do total das reservas de petróleo do mundo. O Brasil foi o 16º país com o maior reserva do insumo no mundo, com 11,9 bilhões de barris de petróleo.

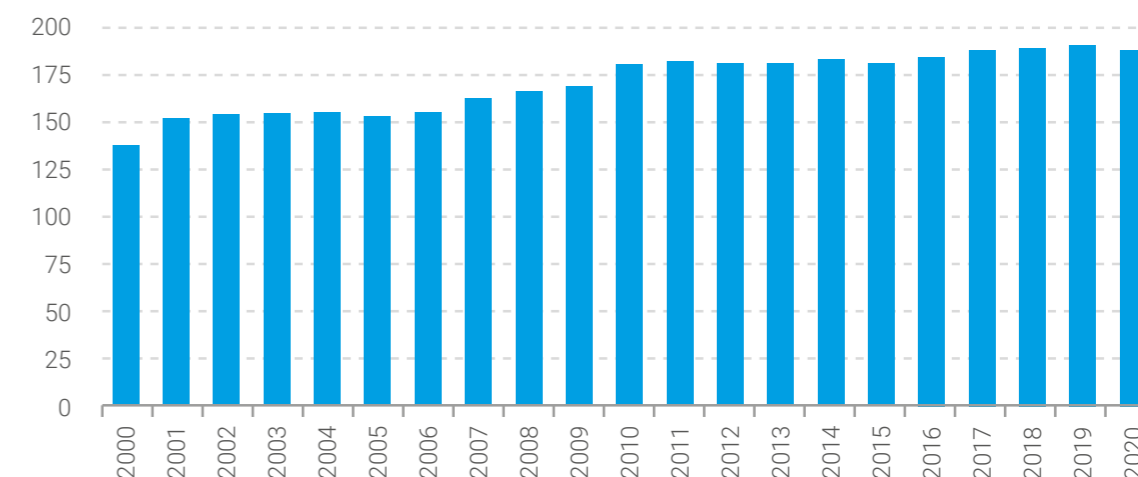
Já em relação ao gás natural, em 2020, as reservas alcançaram 188,1 trilhões de m³, 1,2% inferior ao registrado no ano anterior. Em termos absolutos a queda foi de 2,2 trilhões de m³ de gás natural (gráfico 6). A distribuição das reservas de gás natural entre as regiões no mundo foi: Oriente Médio



Divisão das reservas de gás natural no mundo

<b>Oriente Médio</b>	<b>40,3%</b>
<b>CEI</b>	<b>30,1%</b>
<b>Ásia</b>	<b>8,8%</b>
<b>América do Norte: 8,1%</b>	
<b>África: 6,9%</b>	
<b>América do Sul e Central: 4,2%</b>	
<b>Europa: 1,7%</b>	

Gráfico 6 - Reservas de gás natural no mundo (trilhões de m³)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Ideies/Findes

(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 concentram

50,1% do total das reservas de gás natural do mundo. O Brasil foi o 33º país com o maior reserva do insumo no mundo, com 348,5 bilhões de m³ de gás natural.

**11,9**  
bilhões

de barris de petróleo é a reserva do insumo no Brasil em 2020, o que coloca o país na 16º posição no ranking global

## 1.4. Capacidade e Refino global de petróleo

A capacidade instalada de refino mundial foi de 101,9 milhões barris por dia, em 2020. Houve um acréscimo de 199 mil de barris por dia, 0,2% a mais do que no ano anterior. Já o refino de petróleo foi de 75,5 milhões de barris por dia, em 2020, representando um decréscimo de 7,4 milhões de barris de petróleo refinado por dia no mundo, 9,0% inferior ao registrado no ano anterior (gráfico 7).

A capacidade de refino entre as regiões no mundo em 2020 se distribuiu da seguinte forma: Ásia (35,8%), América do Norte (21,4%), Europa (15,3%), Oriente médio (10,0%), Comunidade dos Estados Independentes (8,2%), América do Sul e Central (6,1%) e África (3,3%). Os Estados Unidos, a China e a Rússia concentraram 40,8% da capacidade de refino de petróleo em todo o mundo.

**348,5**  
bilhões

de m³ de gás natural é a reserva do insumo no Brasil em 2020, o que coloca o país na 33º posição no ranking global



Capacidade de refino de petróleo no mundo

<b>Ásia</b>	<b>35,8%</b>
<b>América do Norte</b>	<b>21,4%</b>
<b>Europa</b>	<b>15,3%</b>
<b>Oriente Médio:</b>	<b>10,0%</b>
<b>Comunidade dos Estados Independentes (CEI):</b>	<b>8,2%</b>
<b>América do Sul e Central:</b>	<b>6,1%</b>
<b>África:</b>	<b>3,3%</b>

1,8 milhão

de barris de petróleo por dia foram refinados no Brasil em 2020, o que coloca o país na 9ª posição no ranking global

O Brasil foi o 9º país com a maior capacidade de refino do mundo, com 2,3 milhões de barris por dia. Os Estados Unidos foram o país que mais reduziu a capacidade de refino de petróleo em 2020, com queda na capacidade de 831,0 mil barris de petróleo por dia (4,6% do total da sua capacidade). Já a China, foi o país que mais aumentou a capacidade de refino de petróleo, com aumento de 492 mil barris de petróleo (2,9% do total da sua capacidade).

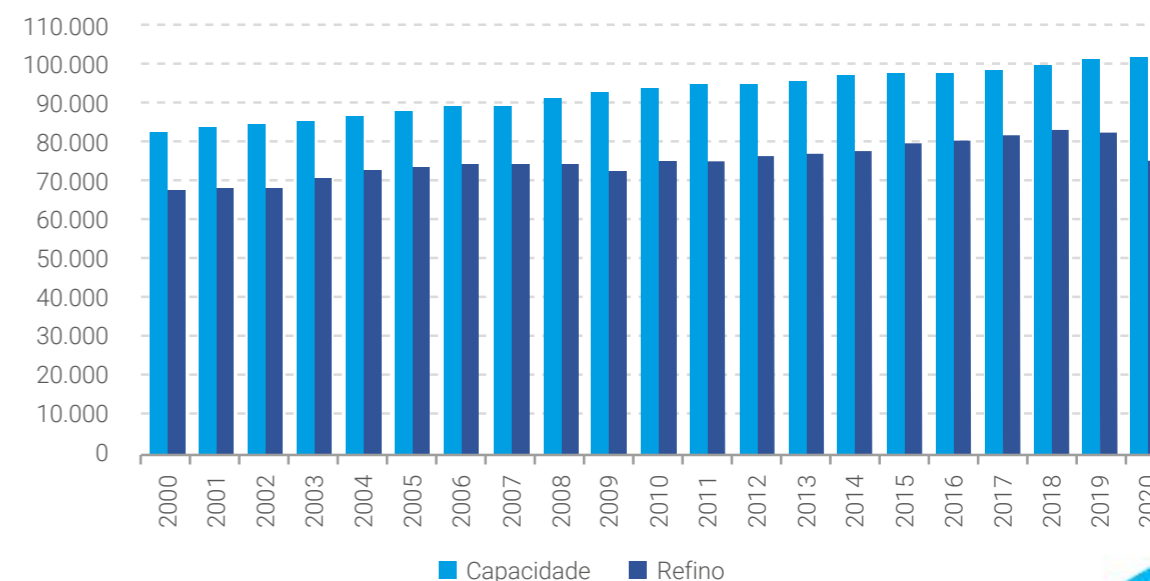
Já o refino de petróleo se dividiu entre as regiões do mundo do seguinte modo: Ásia (38,0%), América do Norte (21,7%), Europa (14,8%), Oriente médio (10,1%), Comunidade dos Estados Independentes (8,6%), América do Sul e Central (4,4%) e África (2,4%). Os Estados Unidos, a China e a Rússia concentraram 44,5% do refino de petróleo em todo o mundo. O Brasil foi o 9º país com o maior refino de petróleo do mundo, com 1,8 milhões de barris por dia.



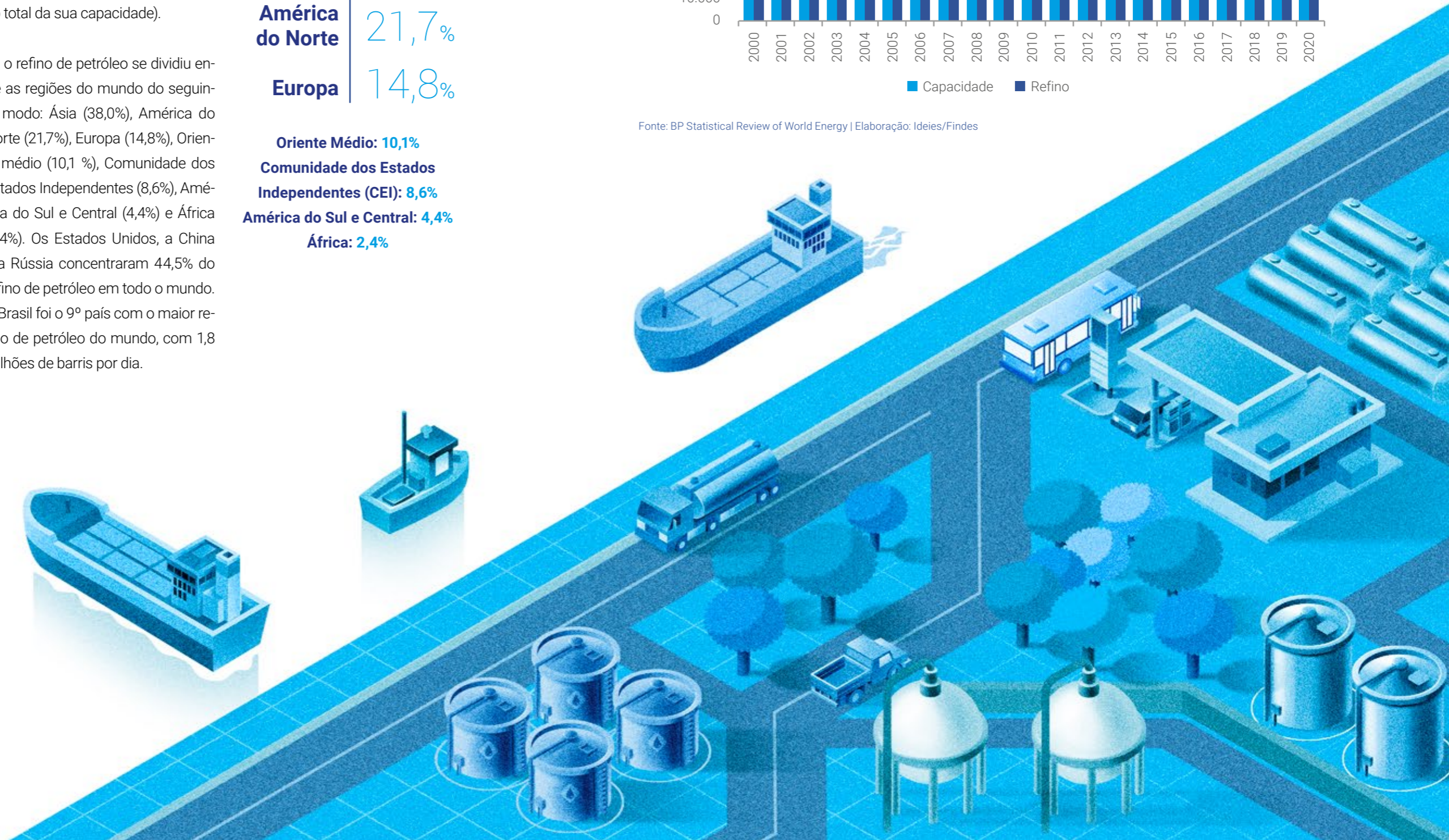
Refino de petróleo no mundo

<b>Ásia</b>	<b>38,0%</b>
<b>América do Norte</b>	<b>21,7%</b>
<b>Europa</b>	<b>14,8%</b>
<b>Oriente Médio:</b>	<b>10,1%</b>
<b>Comunidade dos Estados Independentes (CEI):</b>	<b>8,6%</b>
<b>América do Sul e Central:</b>	<b>4,4%</b>
<b>África:</b>	<b>2,4%</b>

Gráfico 7 - Capacidade e Refino de petróleo no mundo (mil barris/dia)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy | Elaboração: Ideies/Findes



## Capítulo 2

## EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO ESPÍRITO SANTO

A configuração física da exploração e produção de petróleo e gás do Estado do Espírito Santo, tanto em terra como em mar, é composta por 68 campos na fase de produção e 5 campos na etapa de desenvolvimento. Além desses, o estado possui 30 blocos exploratórios divididos em duas bacias sedimentares: parte da bacia de Campos e a totalidade da bacia do Espírito Santo. Na confrontação com a ba-

cia de Campos, o estado possui 7 campos em produção e 2 blocos exploratórios. Já na bacia do Espírito Santo são 61 campos em produção, sendo 7 na parte offshore e 54 na parte onshore. Ainda nessa última bacia, são 28 blocos exploratórios, 10 na parte offshore e 18 na parte onshore.

Atuam no estado 12 petroleiras com campos na etapa de produção ou

na etapa de desenvolvimento da produção. Entre elas, 4 empresas estrangeiras (Central Resources, ONGC Campos, QPI Brasil e Shell Brasil) e 8 empresas nacionais (BGM, Imetame, IPI, Petrobras, Petromais, Petrosynergy, Ubuntu Engenharia e Vipetro). A Petrobras possui a concessão dos campos com maior produtividade do estado, como os campos que compõem o Parque das Baleias.

## 2.1. Atividade Perfuratória no Espírito Santo

A atividade perfuratória no mar do Espírito Santo teve início com o primeiro poço perfurado na confrontação com o município de São Mateus, em 1968. Desde então foram perfurados 562 poços em mar com maior frequência entre os anos de 2009 e 2014, quando a média anual de perfuração foi de 37 poços perfurados por ano. As principais petroleiras que conduziram esse processo foram a Petrobras e a Shell Brasil.

No período mais recente, entre 2015 e 2020, a perfuração offshore reduziu para média anual de 3 poços perfurados, marcando o pior desempenho da atividade desde o início da perfuração offshore no Espírito Santo (gráfico 8). Em 2020, foram perfurados três poços no mar sendo dois poços na bacia de Campos (Campos de Jubarte e Argonauta) e um poço na bacia do Espírito Santo (Golfinho). Em 2021, foram perfurados 6 poços no mar sendo 4 poços em Jubarte, 1 poço no bloco ES-M-669 e 1 poço no campo de Argonauta.



562

poços offshore foram perfurados no Espírito Santo desde 1968

37

foi a média anual de perfuração de poços offshore entre 2009 e 2014, período com maior frequência

6

poços offshore foram perfurados em 2021, sendo 4 em Jubarte, 1 no bloco ES-M669 e 1 em Argonauta

Já a atividade perfuratória em terra no Espírito Santo teve início com a perfuração de dois poços na cidade de Conceição da Barra, em 1959. No total, já foram perfurados 1.768 poços em terra com maior frequência na década de 1980, quando a média de perfuração foi de 76 poços por ano e, também nos anos 2000, quando a média de perfuração foi de 44 poços por ano.

No período entre 2016 e 2018, a média anual de perfuração onshore reduziu para 1 poço, marcando o menor nível da atividade desde da década de 1970. Contudo, os anos de 2019 e 2020 apresentaram como possíveis retorno da atividade perfuratória em terra no Espírito Santo (gráfico 1). Entre os dois anos foram perfurados 61 poços conduzidos pelas petrolei-

ras Petrobras, BGM e Imetame. A Petrobras retornou a perfuração onshore nos campos de Fazenda Alegre e Cancã, já a BGM concentrou seus esforços no campo de Suindara e a Imetame no campo de Rio Ipiranga<sup>2</sup>. Em 2021, foram



76

foi a média anual de perfuração de poços onshore durante a década de 1980, período com maior frequência

perfurados 7 poços em terra sendo 5 poços perfurados pela BGM no campo de Suindara e no bloco ES-T-496 e 2 poços foram perfurados pela Imetame no bloco ES-T-441 e no campo Rio Ipiranga.

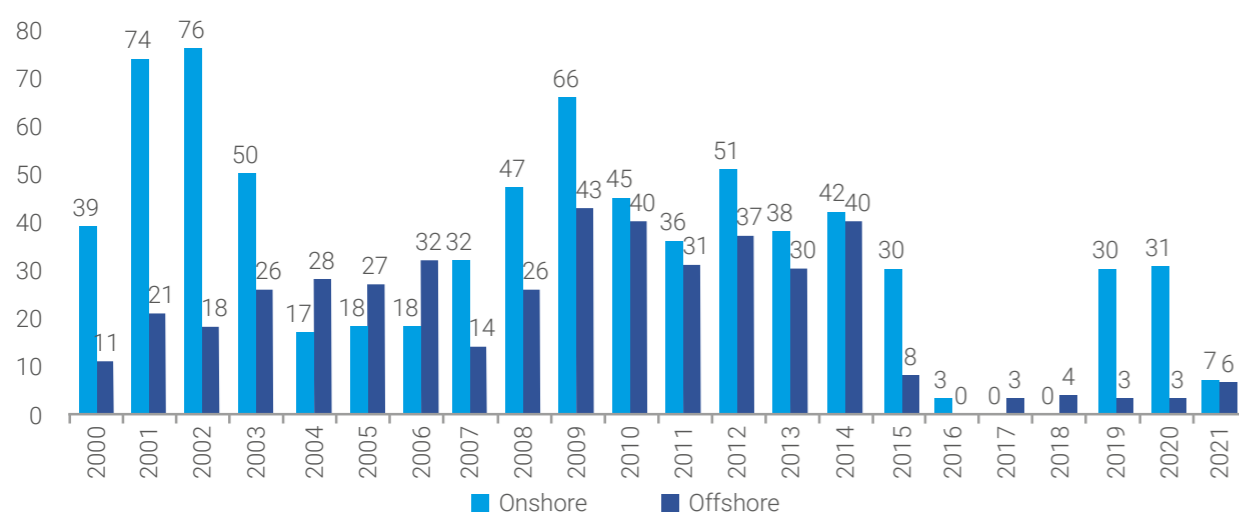
1.768

poços onshore foram perfurados no Espírito Santo desde 1959

7

poços onshore foram perfurados em 2021, sendo 4 no campo de Suindara, 1 no campo Rio Ipiranga, 1 no bloco ES-T-496 e 1 no bloco ES-T-441.

Gráfico 8 - Poços perfurados onshore e offshore no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

## 2.2. Declarações de indícios de hidrocarbonetos

Desde 1998, quando a declaração de hidrocarboneto passou a ser uma obrigatoriedade, foram emitidas no Espírito Santo 221 declarações com origem offshore e 223 declarações onshore. As primeiras declarações em mar foram oriundas do bloco BES-100 (abrange os campos de Golfinho e Canapu) e no campo de Peroá, ambos confrontantes com os municípios de Aracruz e Linhares.

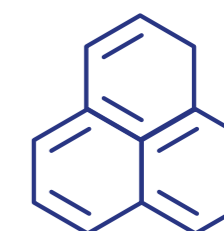
Entre 2018 e 2020, não foram emitidas declarações de hidrocarboneto offshore no Espírito Santo devido à redução da atividade de exploração no estado (gráfico 9). Nesse período, o Brasil emitiu 24 declarações de hidrocarbonetos offshore, todas concentradas nas bacias de Campos, Santos e Sergipe. Em 2021, período mais recente, a Petrobras anunciou a existência de gás natural no bloco ES-M-669. Esse bloco faz parte da campanha da Petrobras e da Equinor para chegar a camada do pré-sal na bacia do Espírito Santo<sup>3</sup>.

Já em terra, as primeiras declarações de hidrocarbonetos foram emitidas nos campos de Mosquito e Fazenda Alegre, localizados no município de São Mateus e Jaguaré. A maior frequência de emissão

ocorreu entre os anos de 2005 e 2013, quando a média anual de emissão foi de 17 declarações por ano. As principais petroleiras que conduziram esse processo foi a Petrobras e a Vipetro.

Entre 2016 e 2018, não foram emitidas declarações de hidrocarboneto onshore no Espírito Santo devido a redução da atividade de exploração no estado (gráfico 9). Nesse período, o Brasil emitiu 41 declarações de hidrocarbonetos onshore, todas concentradas nas bacias de Potiguar<sup>4</sup>, Recôncavo<sup>5</sup> e Parnaíba<sup>6</sup>.

Já entre o período que compreende os anos de 2019 e 2020, foram emitidas 4 declarações de hidrocarbonetos no onshore do Espírito Santo. A Imetame anunciou a descoberta de petróleo e gás natural no bloco ES-T-487 e a BGM anunciou a descoberta de petróleo em três poços do campo de Suindara. Em 2021, a Imetame anunciou a existência de petróleo no bloco ES-T-441, localizado no município de Jaguaré. Esse bloco foi arrematado na 14ª rodada da ANP, realizada em 2017. Em janeiro de 2022, período mais recente, a BGM anunciou a existência de petróleo no bloco ES-T-496.



221

declarações de indícios de hidrocarbonetos offshore

223

declarações de indícios de hidrocarbonetos onshore

Esse foi o montante de declarações emitidas no Espírito Santo desde 1998

2021

Petrobras anunciou a existência de gás natural no bloco ES-M-669.

Imetame anunciou a existência de petróleo no bloco ES-T-441 (município de Jaguaré)

2022

BGM anunciou a existência de petróleo no bloco ES-T-496

2. Do total de 61 poços perfurados em terra entre os anos de 2019 e 2020, 30 poços estão produzindo, o que representa uma taxa de sucesso de 49,2%.

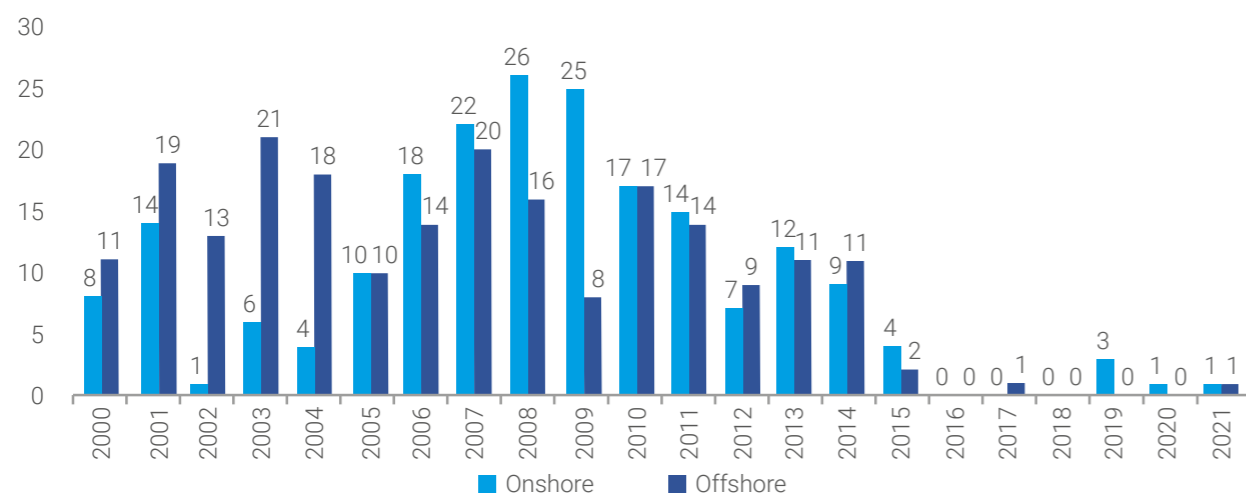
3. O projeto, intitulado como "Prospecto de Monai" será fundamental para que possam avaliar a exploração de outras concessões adquiridas na 11ª rodada da ANP, as quais, até o momento, não apresentaram áreas de interesse exploratório.

4. Localizada no estado do Rio Grande do Norte e Ceará.

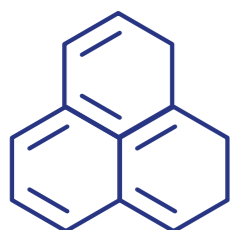
5. Localizada no estado da Bahia.

6. Localizada nos estados do Piauí, Maranhão, Pará, Tocantins, Bahia e Ceará.

Gráfico 9 - Quantidade de declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes



### 2.3. Declarações de comercialidade

Desde 1999, foram emitidas 57 declarações de comercialidade no Espírito Santo sendo 37 em terra e 20 em mar. As primeiras declarações em mar foram emitidas nos campos de Jubarte e Cachalote, em 2002. A maior frequência de emissão das declarações em mar ocorreu no período entre 2002 e 2006, com média anual de 4 declarações (gráfico 10). As petroleiras responsáveis foram Petrobras e Shell Brasil. Em dezembro de 2021, a ANP aprovou a declaração de comercialidade para o campo de Wahoo, a pedido da PetroRio. O campo de Wahoo está localizado no pré-sal, na parte capixaba da Bacia de Campos. Desde 2008, o Espírito Santo não registrava uma declaração de comercialidade em mar. A última foi emitida a pedido da Petrobras para o campo de Camarupim Norte.

Já em terra, a primeira declaração foi emitida em 2002, no campo de Mosquito, localizado no município de São Mateus. A maior frequência de emissão das declarações em terra ocorreu no período entre 2007 e 2010, com média anual de 7 declarações (gráfico 10). A Petrobras foi a principal petroleira responsável por essas emissões. Em 2018, a Petrobras emitiu a declaração de comercialidade no campo de Cancã Leste e no ano seguinte não foram emitidas declarações onshore no estado. Já no ano de 2020, foram emitidas 3 declarações nos campos de Suindara, Rio Mariricu e Garça Branca. As petroleiras responsáveis pela emissão nesses campos foram, respectivamente, a BGM, a Petrobras e a Petromais.

20

**declarações de comercialidade offshore**

37

**declarações de comercialidade onshore**

Esse foi o montante de declarações emitidas no Espírito Santo desde 1998

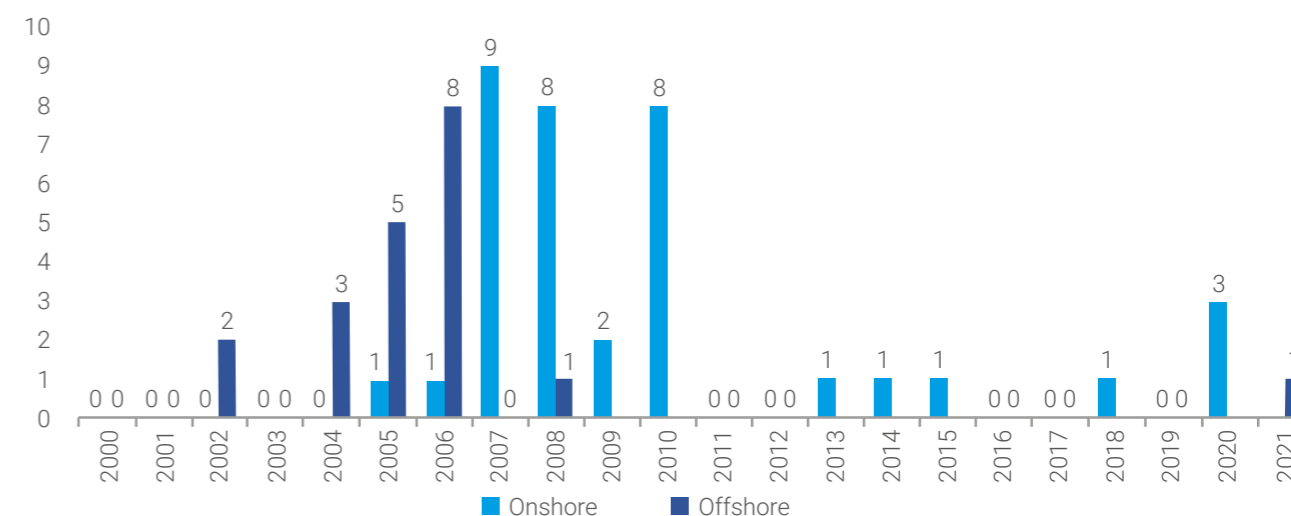
2020

foram emitidas 3 declarações onshore nos campos de Suindara, Rio Mariricu e Garça Branca.

2021

foi emitida a declaração de comercialidade offshore para o campo de Wahoo

Gráfico 10 - Quantidade de declarações de comercialidade no Espírito Santo (em unidades)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

No período mais recente, o baixo número de emissões de declarações de comercialidade no Espírito Santo sinaliza para um baixo

número de novos projetos de exploração e produção de petróleo e gás natural no estado.

### 2.4. Reserva de petróleo e gás natural

Em 2020, as reservas brasileiras de petróleo alcançaram 20,2 bilhões de barris, 7,2% inferior ao registrado em 2019. O Espírito Santo alcançou, em 2020, uma reserva de petróleo de 1,3 bilhão de barris de petróleo, 5,6% inferior ao que foi registrado no ano anterior. Com essa queda, o estado passa a ser o terceiro maior detentor de reservas de petróleo entre todas as unidades federativas, ficando atrás de São Paulo (2,1 bilhões de barris) e Rio de Janeiro (16,0 bilhões de barris).

Já em relação ao gás natural, em 2020 as reservas brasileiras alcançaram 450,9 bilhões de m<sup>3</sup>, 17,9% inferior ao registrado em 2019. No Espírito Santo, o total de reserva de gás natural alcançou 30,7 bilhões de m<sup>3</sup>, 36,2% inferior ao registrado no ano anterior. Com essa queda, o estado passou a ser o terceiro maior detentor de reservas de gás natural entre todas as unidades federativas, ficando atrás de São Paulo (37,7 bilhões de m<sup>3</sup>) e Rio de Janeiro (281,4 bilhões de m<sup>3</sup>).

1,3 bilhão

de barris de petróleo é a reserva do insumo no Espírito Santo em 2020, o que coloca o estado na 3ª posição no ranking nacional

30,7 bilhões

de m<sup>3</sup> de gás natural é a reserva do insumo no Espírito Santo, o que coloca o estado na 3ª posição no ranking nacional

8,1%

foi a queda nas reservas offshore de petróleo no Espírito Santo em 2020

36,7%

foi a queda nas reservas offshore de gás natural no Espírito Santo em 2020



A vida útil das reservas de petróleo offshore no Espírito Santo é de 14 anos, abaixo do indicador nacional, de 19 anos.

A vida útil das reservas de gás natural offshore no Espírito Santo é de 13 anos, acima do indicador nacional, de 9 anos.

### 2.4.1. Reservas offshore no Espírito Santo

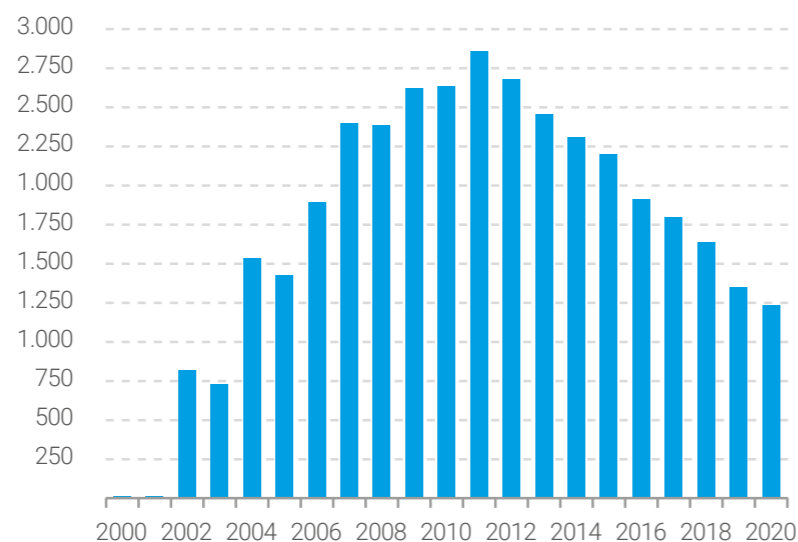
Em 2020, as reservas de petróleo offshore do Espírito Santo tiveram queda de 8,1%, comparado com o ano anterior, alcançando 1,2 bilhão de barris de petróleo (gráfico 11). Com essa queda, o estado registrou o menor nível de reserva de petróleo offshore em 17 anos e, com isso, perdeu a posição de segundo estado com maior volume de reservas de petróleo offshore. O estado de São Paulo, ao registrar aumento de 123,4% em igual comparação assume a segunda posição, ficando atrás apenas do Estado do Rio de Janeiro.

Em relação ao Gás Natural offshore, em 2020, o Espírito Santo alcançou 30,2 bilhões de m<sup>3</sup> de reservas, uma queda de 36,7% comparado com o ano anterior (gráfico 12). Com essa

queda, o estado perdeu a posição de segundo estado com maior volume de reservas de gás natural offshore. O estado de São Paulo, ao registrar aumento de 19,2% em igual comparação, assumiu a segunda posição, ficando atrás apenas do Estado do Rio de Janeiro.

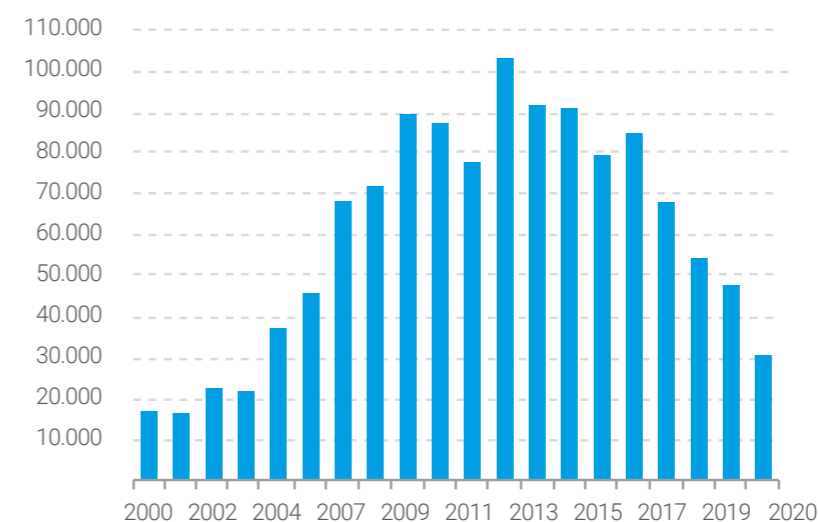
O indicador que avalia a vida útil das reservas que sustentará a produção no decorrer do tempo<sup>7</sup> demonstrou que, atualmente, o Espírito Santo possui uma vida útil das reservas de petróleo offshore de 14 anos, abaixo do indicador brasileiro que registrou 19 anos. Já em relação ao gás natural, o indicador demonstrou que as reservas capixabas possuem vida útil de 13 anos, superior ao indicador nacional, que registrou 9 anos.

Gráfico 11 - Reservas de petróleo offshore (em milhões de barris)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Gráfico 12 - Reservas de Gás Natural offshore (milhões de m<sup>3</sup>)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

### 2.4.2. Reservas onshore no Espírito Santo

Com relação ao ambiente onshore, em 2020, as reservas de petróleo no Espírito Santo tiveram uma alta de 61,7%, comparado com o ano anterior, alcançando 79,7 milhões de barris de petróleo (gráfico 13). Com esse aumento, o estado alcança o maior nível de reservas de petróleo onshore em 10 anos e mantém a posição de quarto estado com maiores reservas onshore entre todas as unidades federativas, ficando atrás de Sergipe (172,8 milhões de barris), Rio Grande do Norte (176,8 milhões de barris) e Bahia (204,0 milhões de barris).

As reservas onshore de gás natural tiveram aumento, em 2020, de 70,1% em relação ao ano anterior e alcançaram uma reserva de 386,0 milhões de m<sup>3</sup> (gráfico 14), anga-

riando a sexta posição do Espírito Santo entre os maiores estados detentores do recurso. Os estados do Amazonas (47,7 milhões de m<sup>3</sup>), Maranhão (29,1 milhões de m<sup>3</sup>), Bahia (8,9 milhões de m<sup>3</sup>), Alagoas (2,6 milhões de m<sup>3</sup>) e Rio Grande do Norte (1,9 milhões de m<sup>3</sup>), seguem, respectivamente, entre os maiores detentores de reservas de gás natural onshore.

O indicador que avalia a vida útil das reservas que sustentará a produção no decorrer do tempo<sup>8</sup> demonstrou que, atualmente, o Espírito Santo possui uma vida útil das reservas de petróleo onshore de 24 anos, acima do indicador brasileiro que registrou 20 anos. Adicionalmente, o indicador para o gás natural demonstrou que as reservas

61,7%

foi a alta nas reservas onshore de petróleo no Espírito Santo em 2020

70,1%

foi a alta nas reservas onshore de gás natural no Espírito Santo em 2020



A vida útil das reservas de petróleo onshore no Espírito Santo é de 24 anos, acima do indicador nacional, de 20 anos

A vida útil das reservas de gás natural onshore no Espírito Santo é de 14 anos, acima do indicador nacional, de 12 anos

7. O indicador é calculado através 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.

8. O indicador é calculado através 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.

capixabas possuem vida útil de 14 anos, superior ao indicador nacional, que registrou 12 anos.

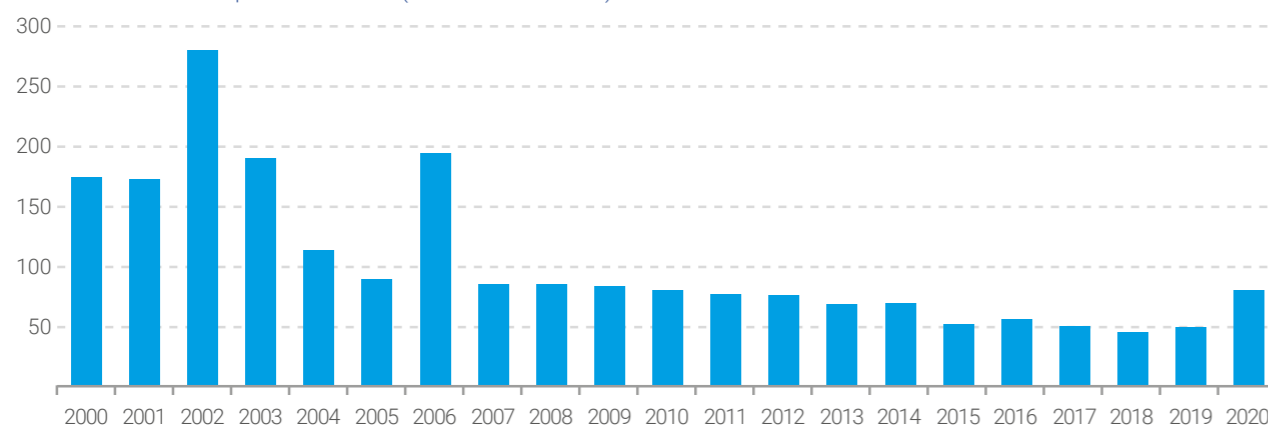
O aumento das reservas de petró-

leo e gás natural no onshore capixaba sinaliza para a recuperação dessa atividade no Espírito Santo.

Esse movimento é explicado, principalmente, pelos incentivos regu-

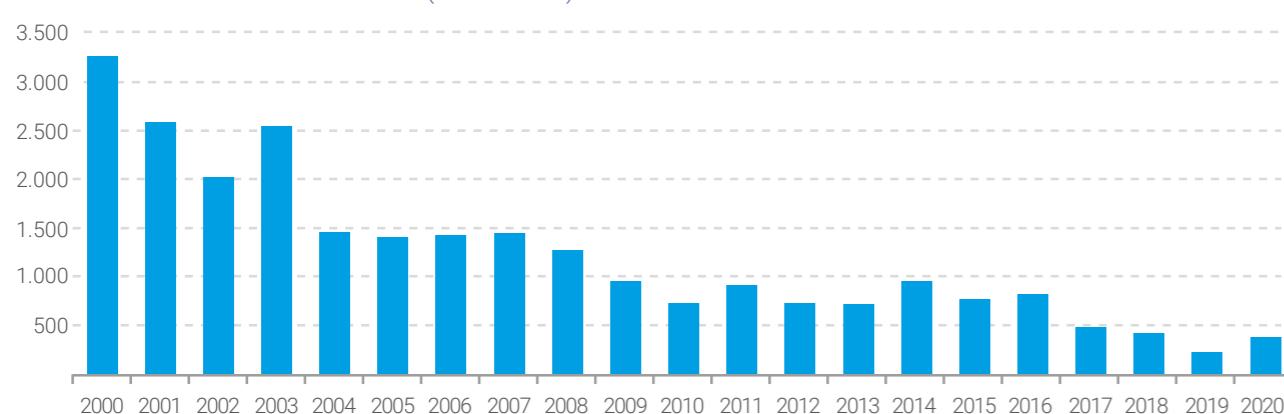
latórios promovidos pela ANP e que estimularam a abertura do setor com a promoção da concorrência e a atração de pequenas e médias empresas para produção em terra.

Gráfico 13 - Reservas de petróleo onshore (em milhões de barris)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Gráfico 14 - Reservas de Gás Natural onshore (milhões de m³)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

90,4 milhões

de barris de petróleo foram produzidos no Espírito Santo em 2020, o que coloca o estado na 3ª posição no ranking nacional

## 2.5. Produção total de petróleo e gás natural

A produção brasileira de petróleo alcançou, em 2020, 1,1 bilhão de barris, 5,7% superior ao registrado em 2019. O Espírito Santo produziu, em 2020, um total de 90,4 milhões de barris de petróleo, 13,9%

inferior ao que foi registrado no ano anterior (gráfico 15). O estado se manteve na terceira posição com a maior produção de petróleo entre todas as unidades federativas, ficando atrás de São Paulo

2,3 milhões

de m³ de gás natural foram produzidos no Espírito Santo em 2020, o que coloca o estado na 4ª posição no ranking nacional

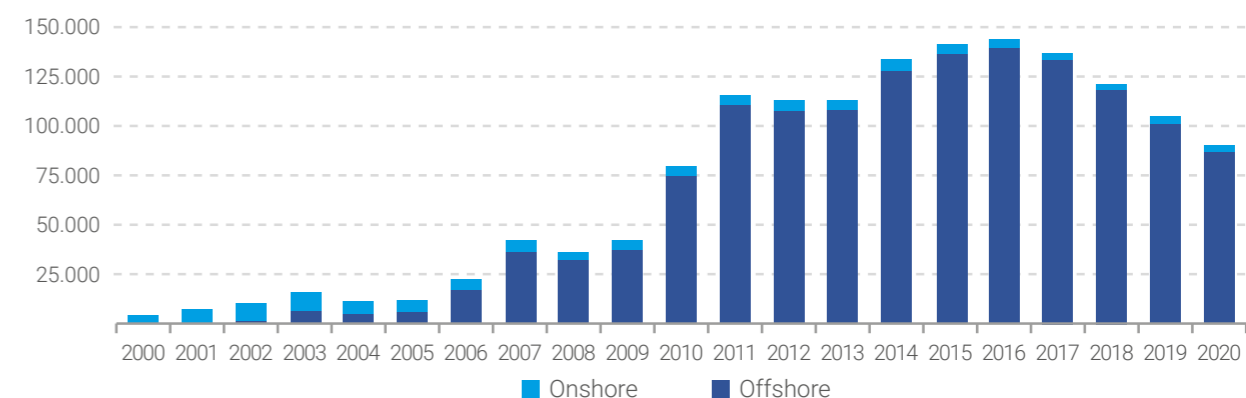
O aumento das reservas de petróleo e gás natural no onshore capixaba sinaliza para a recuperação dessa atividade no Espírito Santo. Esse movimento é explicado, por incentivos regulatórios promovidos pela ANP e que estimularam a abertura do setor com a promoção da concorrência e a atração de pequenas e médias empresas para produção em terra

(98,2 milhões de barris) e Rio de Janeiro (853,8 milhões de barris). Entre 2011 e 2018, o estado se manteve como o segundo maior produtor do insumo, perdendo em 2019 para o estado de São Paulo.

Já em relação ao gás natural, em 2020 a produção brasileira foi de 46,6 milhões de m³, 4,3% inferior ao

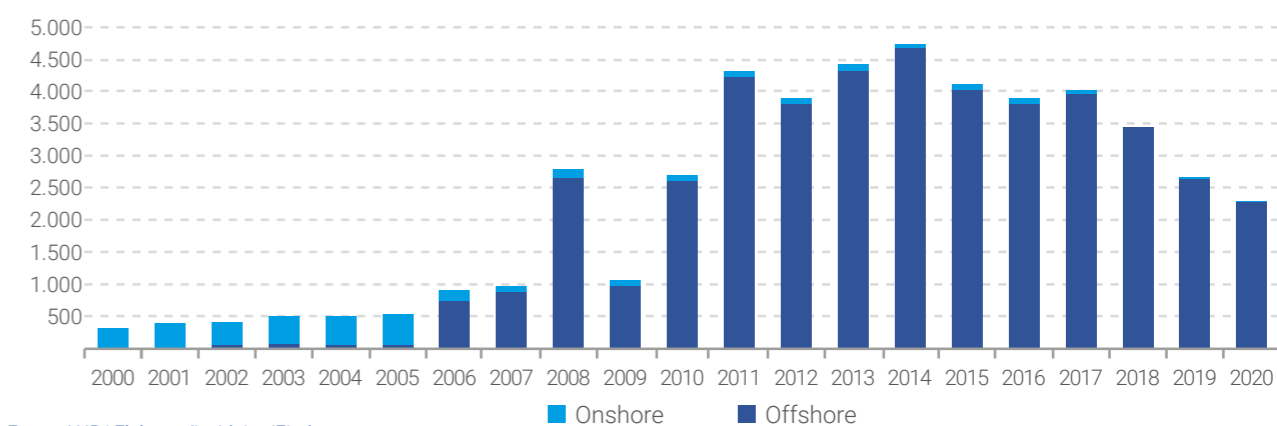
registrado em 2019. No Espírito Santo, foram produzidos 2,3 milhões de m³, 13,8% inferior ao registrado no ano anterior (gráfico 16). O estado se manteve como quarto maior produtor de gás natural entre todas as unidades federativas, ficando atrás do Amazonas (5,0 milhões de m³), São Paulo (6,2 milhões de m³) e Rio de Janeiro (29,6 milhões de m³).

Gráfico 15 - Produção de petróleo total (mil de barris)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Gráfico 16 - Produção de Gás Natural total (milhões de m³)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes



### 2.5.1. Produção offshore no Espírito Santo

A produção de petróleo offshore no Espírito Santo, em 2020, foi de 87,1 milhões de barris de petróleo, 14,2% inferior ao registrado no ano anterior (gráfico 17). Com essa queda, o estado se aproxima do nível produzido em 2010, ano de início da produção oriunda da camada do pré-sal em águas capixabas. A queda pode ser explicada, principalmente, pelo desempenho da produção nos poços da camada do pré-sal que, em 2020, teve queda de 19,7%, alcançando uma produção igual a 234 milhões de

barris de petróleo. A produção na camada do pré-sal é responsável por 51,7% do total de petróleo produzido em mar no Espírito Santo..

Em relação a divisão por localização, a produção offshore do Espírito Santo pode ser dividida em três partes. As duas primeiras localizadas na Bacia de Campos, nos campos produtores do Parque das Baleias<sup>9</sup> e do Parque das Conchas<sup>10</sup>, já a terceira localizada nos campos produtores da Bacia do Espírito Santo<sup>11</sup>.

A produção de petróleo em mar está concentrada no Parque das Baleias e no Parque das Conchas, operados pela Petrobras e Shell Brasil, respectivamente. Já a produção de gás natural associado ao petróleo está concentrada no Parque das Baleias e a produção de gás natural não associada ao petróleo concentra-se nos campos produtores da Bacia do Espírito Santo, em sua maioria operados pela Petrobras e em processo de venda pela companhia.

87,1 milhões

de barris de petróleo offshore foram produzidos no Espírito Santo em 2020



Com queda de 14,2% em 2020, a produção de petróleo no ES se aproxima do nível produzido em 2010.

2,3 bilhões

de m<sup>3</sup> de gás natural offshore foram produzidos no Espírito Santo em 2020

Em 2020, a produção de petróleo do Parque das Baleias teve uma queda de 18,9%, comparada com igual período do ano anterior, produzindo 68,7 milhões de barris de petróleo naquele ano, mas ainda assim foi responsável por 78,9% do total de petróleo produzido no estado. Já o Parque das Conchas produziu, em 2020, um total de 14,6 milhões de barris de petróleo, uma queda de 10,8% em relação ao produzido no ano anterior,

concentrando 16,8% do total de produção local de petróleo.

O único campo produtor de petróleo nos campos produtores offshore da Bacia do Espírito Santo é o campo de Golfinho que, em 2020, produziu um total de 3,7 milhões de barris de petróleo, 7,3% superior ao nível produzido em 2019, sendo responsável por 4,3% da produção de petróleo no Espírito Santo em 2020.

Cabe destacar que ambas as regiões produtoras de petróleo offshore, parte da bacia de campos e na bacia do Espírito Santo estão na fase natural de declínio da produção e, por isso, apresentaram quedas na produção nos últimos anos.

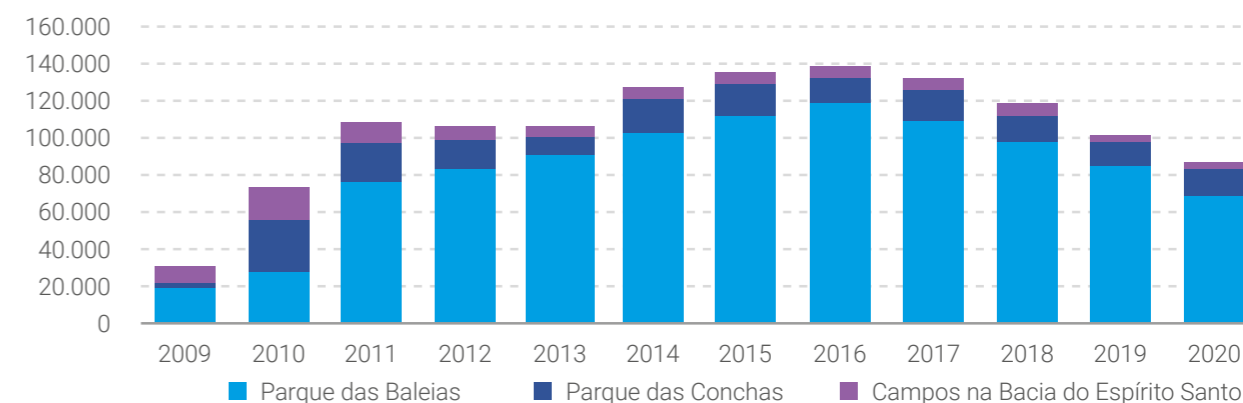
Já com relação a produção de gás natural offshore, o Espírito Santo produziu, em 2020, 2,3 bilhões de m<sup>3</sup>, 13,7% inferior ao registrado no ano anterior (gráfico 18). O Parque das Baleias produziu, em 2020, 1,8 bilhão de m<sup>3</sup> do insumo, 17,4% inferior ao registrado no ano anterior. Já o Parque das Conchas produziu, no mesmo período de comparação, um total de 157,5 milhões m<sup>3</sup> de gás natural, um aumento de 24,6%

em relação à produção do ano anterior. Os campos produtores da bacia do Espírito Santo produziram juntos um total de 275,5 milhões de m<sup>3</sup> gás natural, 1,6% inferior ao registrado no ano anterior.

A produção de gás natural no Parque das Baleias e os campos produtores offshore da Bacia do Espírito Santo representaram 80,0% e 12,0% da produção total de gás natural do Espírito Santo, respectivamente. Já a produção de gás natural no Parque das Conchas representou no mesmo período de comparação, 6,8% da produção total de gás natural no Espírito Santo.

Ambas as regiões produtoras de petróleo offshore, parte da bacia de campos e na bacia do Espírito Santo estão na fase natural de declínio da produção e, por isso, apresentaram quedas na produção nos últimos anos.

Gráfico 17 - Produção de petróleo offshore por localização (mil barris de petróleo)



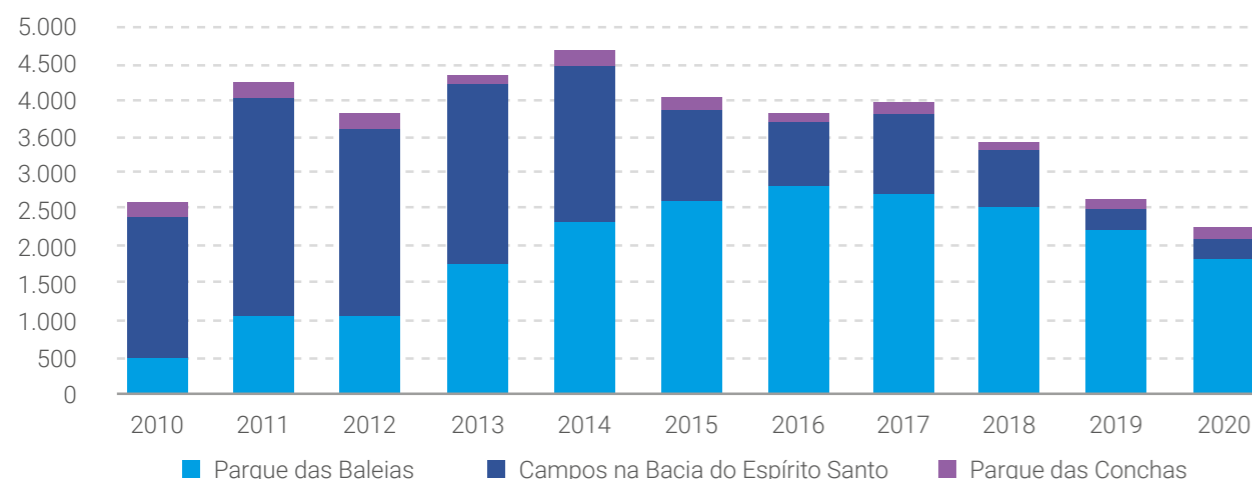
Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

9. 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.

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

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

Gráfico 18 - Produção de gás natural por localização (mil m³)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

3,3 milhões

de barris de petróleo onshore foram produzidos no Espírito Santo em 2020

27,0 milhões

de m³ de gás natural onshore foram produzidos no Espírito Santo em 2020

### 2.5.2. Produção onshore no Espírito Santo

A produção de petróleo onshore no Espírito Santo, em 2020, foi de 3,3 milhões de barris de petróleo, 6,2% inferior ao registrado no ano anterior (gráfico 19). O estado atingiu o menor nível de produção de petróleo onshore desde do início do século. A produção atingiu o pico histórico entre os anos de 2002 e 2003, quando foram produzidos 9,0 e 9,2 milhões de barris, respectivamente. Após esse período, a produção reduziu, alcançando em 2020 um patamar de produção da década de 1990, quando ainda não haviam se intensificado as atividades exploratórias da década de 2000.

Já a produção de gás natural onshore no Espírito Santo, em 2020, foi de 27,0 milhões de m³, 15,7% inferior ao registrado no ano anterior (gráfico 20). O estado atingiu o menor nível de produção de gás natural onshore

desde do início do século. A produção atingiu o pico histórico entre os anos de 2004 e 2005, quando foram produzidos 473,7, e 474,0 milhões de m³ de gás natural, respectivamente.

A explicação para esse movimento está atrelada ao pouco apetite da Petrobras na produção em terra e o pouco estímulo de medidas regulatórias por parte da ANP durante o início dos anos 2000. Apesar do resultado, espera-se que o onshore capixaba possa dar sinais de recuperação devido as recentes medidas de estímulo à produção em terra implementadas pela ANP com mais intensidade após o ano de 2017. Além disso, a venda de ativos onshore por parte da Petrobras poderá atrair novos players do setor e, com isso, dinamizar a produção futura.



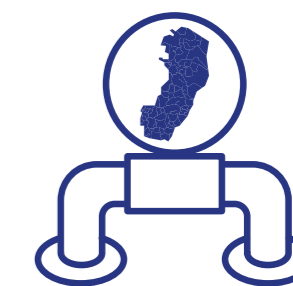
95,0% da produção de petróleo onshore capixaba se concentra em dez campos:

**Fazenda Alegre** 48,6%  
**Cancã** 15,8%  
**Inhambu** 8,0%

**Fazenda São Rafael:** 7,7%  
**Fazenda Santa Luzia:** 6,8%  
**Fazenda São Jorge:** 3,2%  
**Rio Preto Oeste:** 1,5%  
**São Mateus:** 1,2%  
**Fazenda Queimadas:** 1,1%  
**Lagoa Parda:** 1,1%

Em relação a divisão por localização, 95,0% da produção de petróleo onshore capixaba está concentrada em dez campos produtores: Fazenda Alegre (48,6%), Cancã (15,8%), Inhambu (8,0%), Fazenda São Rafael (7,7%), Fazenda Santa Luzia (6,8%), Fazenda São Jorge (3,2%), Rio Preto Oeste (1,5%), São Mateus (1,2%), Fazenda Queimadas (1,1%) e Lagoa Parda (1,1%). Com exceção do campo de Lagoa Parda, em concessão ao grupo Imetame, todos os demais campos foram concedidos à Petrobras.

Já a produção de gás natural onshore capixaba está concentrada em dez campos produtores, que juntos somam 96,2% da produção total. Os campos são: Fazenda Alegre (39,9%), Fazenda Santa Luzia (18,3%), Fazenda São Rafael (17,3%), Cancã (6,4%), Rio São Mateus (6,0%), Lagoa Parda (2,0%), Fazenda São Jorge (2,0%), Inhambu (1,7%), Cacimbas (1,4%) e Lagoa Suruaca (1,1%).



96,2% da produção de gás natural onshore capixaba se concentra em dez campos:

**Fazenda Alegre** 39,9%  
**Fazenda Santa Luzia** 18,3%  
**Fazenda São Rafael** 17,3%

**Cancã:** 6,4%  
**Rio São Mateus:** 6,0%  
**Lagoa Parda:** 2,0%  
**Fazenda São Jorge:** 2,0%  
**Inhambu:** 1,7%  
**Cacimbas:** 1,4%  
**Lagoa Suruaca:** 1,1%

Gráfico 19 - Produção de petróleo onshore (mil barris de petróleo)

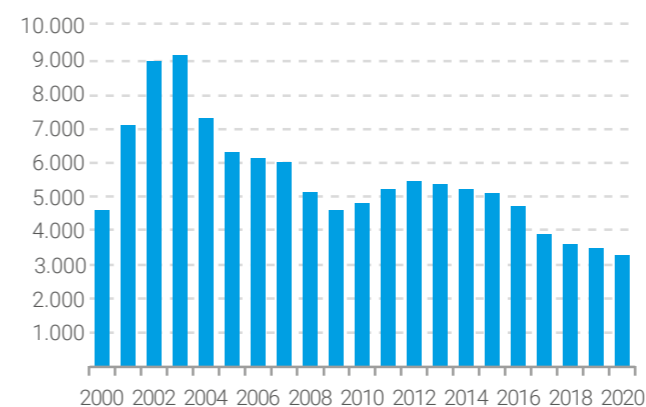
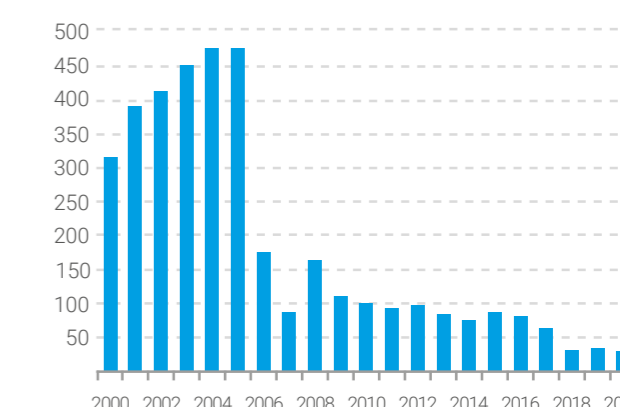


Gráfico 20 - Produção de Gás Natural onshore (milhões de m³)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Nota 1: a evolução da produção por campo produtor pode ser encontrada no anexo desse documento

## 2.6. Projeção da produção

Para a projeção da produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo, adotou-se como metodologia o uso de regras contábeis para captar a tendência da produção com foco na oferta regional

do insumo. Os valores foram projetados até o ano de 2025, considerando uma análise minuciosa do perfil da oferta dos hidrocarbonetos e relacionados com as fases de exploração e produção

de cada campo, operador e plataforma. Maiores informações sobre a metodologia podem ser encontradas em <https://portal-da-industria-es.com.br/categorias/notas-tecnicas/arquivos>

### 2.6.1. Projeção da produção offshore no Espírito Santo

A produção offshore responde por parcela majoritária do volume total produzido de petróleo e gás natural no Espírito Santo. A evolução da extração no mar determina o total produzido no estado e, para os próximos anos, espera-se que essa configuração não seja alterada. Espera-se que até 2025 a produção de petróleo em mar tenha uma queda média anual de 2,7%, alcançando em 2025 uma produção de 64,4 milhões de barris. Para o gás natural, projeta-se um aumento médio anual de 1,02%, até 2025, alcançando uma produção de 2,1 bilhões de m<sup>3</sup>.

Os gráficos 21 e 22 apresentam a evolução recente e a projeção da produção em mar até 2025. A tendência de queda na produção dos insumos pode ser explicada pelo decaimento natural dos campos produtores no mar, em especial do Parque das Baleias e no Parque das Conchas, que concentram a produção de petróleo e gás offshore do estado. Além disso, acrescenta-se o fato de que a última comunicação de comercialidade em mar ocorreu em 2008 e que não houve oferta de campos petrolíferos em mar nas últimas rodadas tradicionais. Esse cenário sinaliza para um baixo número de novos projetos offshore no estado e a consequente concentração da produção futura nos projetos que foram desenvolvidos no passado.

# 2,7%

é a queda média anual esperada até 2025 na produção de petróleo offshore, alcançando **64,4 milhões de barris**

# 1,0%

é o aumento médio anual esperado até 2025 na produção de gás natural offshore, alcançando **2.1 bilhões de m<sup>3</sup>**



A tendência de queda na produção de petróleo pode ser explicada pelo decaimento natural dos campos produtores no mar, em especial do Parque das Baleias e no Parque das Conchas

Com a nova plataforma no Parque das Baleias, projeta-se para 2025 o aumento de:

# 52,2%

na produção de petróleo

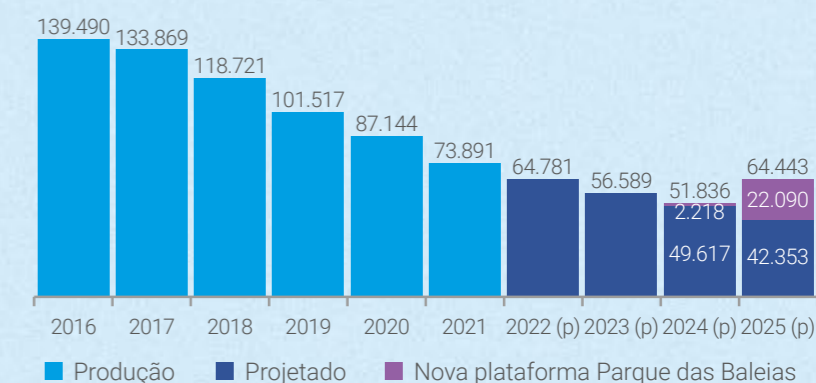
# 65,6%

na produção de gás natural

Para os anos entre 2021 e 2023, projeta-se quedas menos acentuadas devido ao melhor aproveitamento da produção no Parque das Conchas e a não interrupção temporária dos campos marítimos do estado por conta dos preços baixos, episódio presenciado em 2020 devido à crise sanitária da Covid-19. Além disso, espera-se que o novo operador do Polo de Peroá invista na revitalização da área e com isso aumente o fator de recuperação das reservas, o que deve aumentar a produção de gás natural.

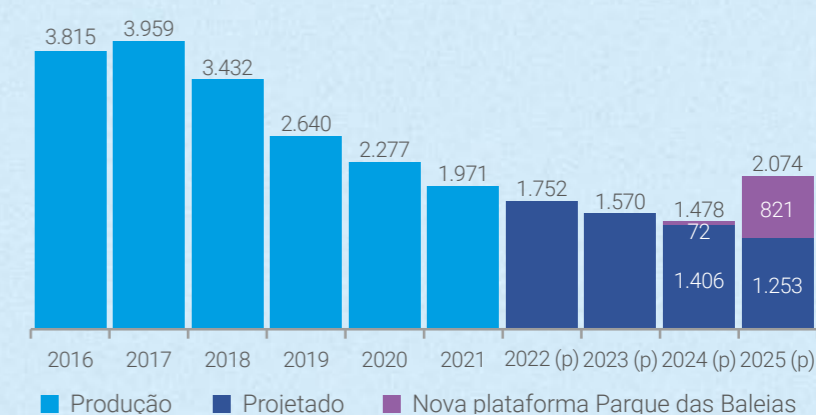
Uma mudança significativa foi considerada na passagem de 2024 e 2025, quando a Petrobras pretende colocar em funcionamento uma nova plataforma no Parque das Baleias. O projeto prevê a unificação do Novo Campo de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote e Pirambu. Com a implementação do projeto, projeta-se um aumento da 52,2% na produção de petróleo e 65,6% na produção de gás natural, em 2025.

Gráfico 21 - Projeção da produção offshore de petróleo no Espírito Santo (em mil barris)



Elaboração: Ideies e LCA

Gráfico 22 - Projeção da produção offshore de gás natural no Espírito Santo (em milhões de m<sup>3</sup>)



Elaboração: Ideies e LCA

## 2.6.2. Projeção da produção onshore no Espírito Santo

A produção onshore é responsável por parcela minoritária do volume de petróleo e gás natural produzidos. A evolução da produção em terra não afeta de maneira expressiva o total produzido pelo estado. Contudo, essa atividade possui importância no desenvolvimento socioeconômico regional dos municípios produtores, principalmente na geração de emprego e renda. Espera-se que até 2025 a produção de petróleo em terra tenha uma queda média anual de 3,58%, alcançando em 2025 uma produção de 2,5 milhões de barris. Para o gás natural, projeta-se uma queda média anual de 3,62%, até 2025, alcançando uma produção de 21,7 milhões de m<sup>3</sup>.

Os gráficos 23 e 24 apresentam a evolução recente e a projeção da produção em terra até 2025. A tendência de queda na produção dos insumos deve-se ao fato de todos os principais campos serem maduros e com tendência de declínio da produção. Além disso, a Petrobras não possui interesse em desenvolvimento de ativos terrestre, o que reduz a capacidade de absorção de novos projetos na região.

A produção de gás natural em terra não segue, necessariamente, a produção de petróleo. Dessa forma, a concentração nas áreas de produção de petróleo difere da concentração do gás natural. Na produção

de petróleo, os campos de Fazenda Alegre, Cancã, Inhambu e Fazenda São Rafael representam 78,9% da produção total onshore. Já na produção de gás natural, os campos de Fazenda Alegre, Fazenda São Rafael, Fazenda Santa Luzia e Rio São Mateus concentram 80,2% da produção total onshore. A tendência natural de queda da produção nesses campos explica a evolução recente e futura da produção onshore no estado.

Após 2022, as quedas na produção deverão ser menos intensas devido a não interrupção temporária da produção devido aos baixos preços, episódio presenciado em 2020 devido à crise sanitária da Covid-19. Além disso, a venda de ativos da Petrobras para outros operadores poderá iniciar um processo de revitalização e prolongamento da vida útil das reservas onshore, o que deve melhorar a produção futura. Destaca-se também novos projetos no onshore capixaba ainda não divulgados pelas novas empresas que estão atuando na região, fruto da diversificação de operadores promovida pela ANP e pela venda de ativos da Petrobras.

Como os valores da produção em terra são menores, quaisquer novos projetos ou paradas não consideradas podem causar desvios grandes em relação aos volumes projetados.

# 3,58%

é a queda média anual esperada até 2025 na produção anual de petróleo onshore, alcançando **2,5 milhões de barris**

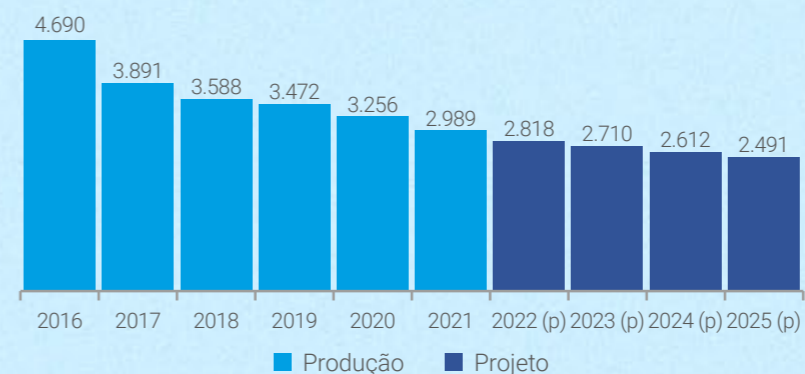
# 3,62%

é a queda média anual esperada até 2025 na produção anual de gás natural onshore, alcançando **21,7 milhões de m<sup>3</sup>**



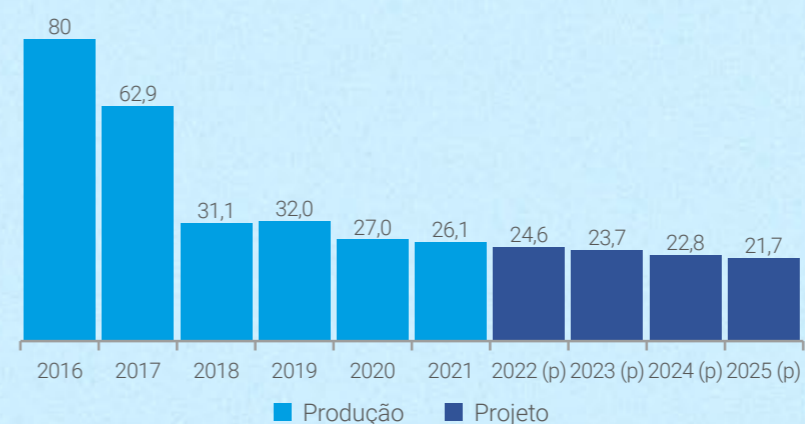
A tendência de queda na produção dos insumos deve-se ao fato de todos os principais campos serem maduros e com tendência de declínio da produção.

Gráfico 23 - Projeção da produção onshore de petróleo no Espírito Santo (em mil barris)



Elaboração: Ideies e LCA

Gráfico 24 - Projeção da produção onshore de gás natural no Espírito Santo (em milhões de m<sup>3</sup>)



Elaboração: Ideies e LCA

## Capítulo 3

PARTICIPAÇÕES  
GOVERNAMENTAIS  
E REFLEXOS  
ECONÔMICOS

A exploração e produção do petróleo e gás natural gera demandas por bens e serviços que cria ao seu entorno um mercado especializado. Como desdobramento, há a expan-

são da quantidade de empresas, empregos qualificados, investimentos e o pagamento de compensações financeiras e tributos ligados à exploração desse recurso natural.

R\$ 47,0  
bilhões

foram pagos pela produção de petróleo e gás natural no Brasil em participações governamentais em 2020



A composição dos pagamentos feitos à União, aos estados e aos municípios foi a seguinte

<b>Participações especiais</b>	50,8%
<b>Royalties</b>	48,5%
<b>Taxa de ocupação</b>	0,6%
<b>Bônus de assinatura</b>	0,03%

## 3.1. Participações Governamentais

As empresas petroleiras licitantes de campos produtores de petróleo e gás natural<sup>12</sup> pagam uma compensação financeira por explorarem um recurso natural finito e pertencentes ao país<sup>13</sup> chamada de participações governamentais.

No ano de 2020, a produção de petróleo e gás natural do Brasil pagou R\$ 47,0 bilhões em participações governamentais, valor que foi destinado à União, aos estados e aos municípios.

A composição desses pagamentos no país foi de: 50,8% em participações especiais; 48,5% em royalties; 0,6% em taxa de ocupação ou retenção de área; e 0,03% em bônus de assinatura<sup>14</sup>. Ressalta-se que apenas os dois primeiros também são redirecionados aos governos estaduais e aos municípios.

Em 2020, o valor pago em participações governamentais no Brasil reduziu 64,4%, comparado com igual período do ano anterior. Essa queda foi principalmente influenciada

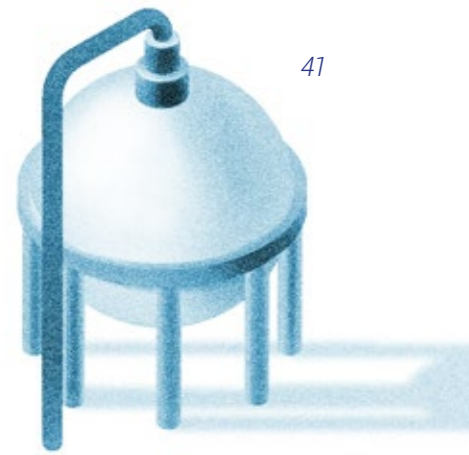
pela menor geração de bônus de assinatura (-99,9%), valor desembolsado pelas empresas vencedoras de um processo licitatório, em função dos adiamentos dos leilões da ANP por causa da pandemia da Covid-19. Adicionalmente, também houve reduções nas receitas de participação especial (-29,7%) e de royalties (-6,8%) no país.

Ao todo, o Espírito Santo recebeu R\$ 2,3 bilhões em participações governamentais, em 2020, o que correspondeu a 5,0% do montante total do país. Essa foi a terceira maior arrecadação entre os estados, atrás apenas do Rio de Janeiro (R\$ 18,7 bilhões) e São Paulo (R\$ 2,5 bilhões). Deste valor gerado, 53,8% foi destinado ao Governo do Espírito Santo e 46,2% aos municípios.

12. Empresas vencedoras de rodadas de leilões de licitação realizados pela ANP (Lei nº 9.478/1997).

13. Art. 20 da Constituição Federal.

14. O bônus de assinatura é uma participação governamental que é destinada apenas a União.



### Ranking de arrecadação em participações governamentais

1º: Rio de Janeiro

R\$ 18,7 bilhões

foram arrecadados pelo Rio de Janeiro em participações governamentais

2º: São Paulo

R\$ 2,5 bilhões

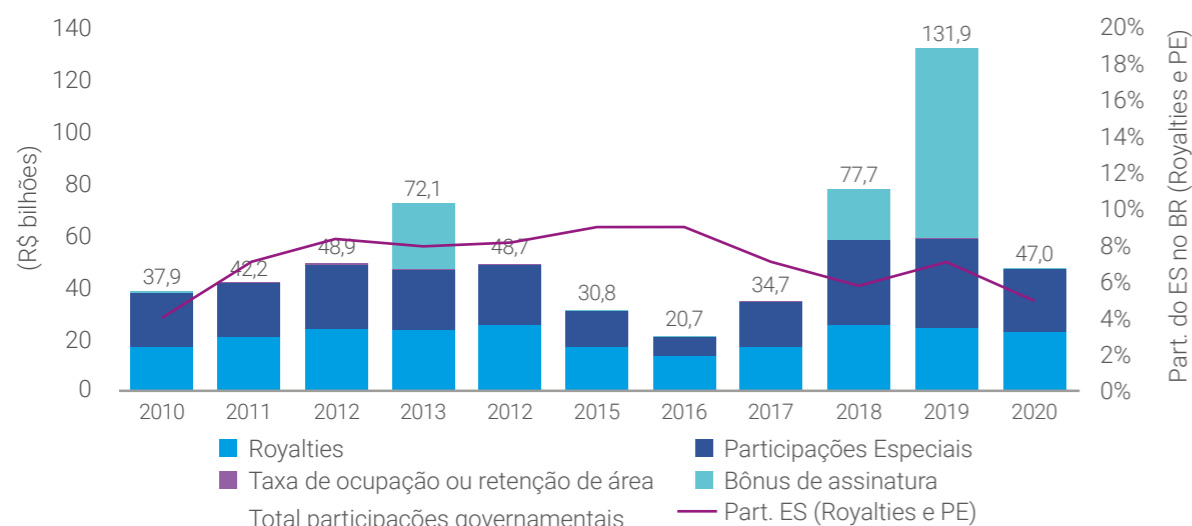
foram arrecadados por São Paulo em participações governamentais

3º: Espírito Santo

R\$ 2,3 bilhões

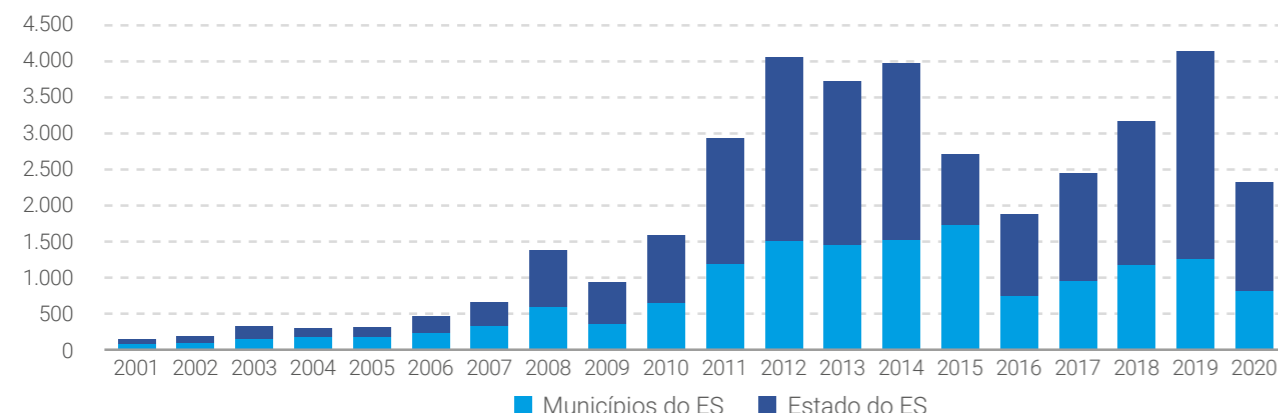
foram arrecadados pelo Espírito Santo em participações governamentais

Gráfico 25 - Evolução da composição das participações governamentais do Brasil, por modalidade\* (R\$ bilhão)



(\*) Valores deflacionados pelo IPCA (acumulado de jan-dez 2020).  
Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

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



(\*) Valores deflacionados pelo IPCA (acumulado de jan-dez 2020).  
Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Frente a 2019, o valor recebido de participações governamentais pelo Espírito Santo retraiu 43,9% em 2020. E, a perda de arrecadação do governo estadual (-47,1%) foi maior que a dos municípios capixabas (-36,5%).

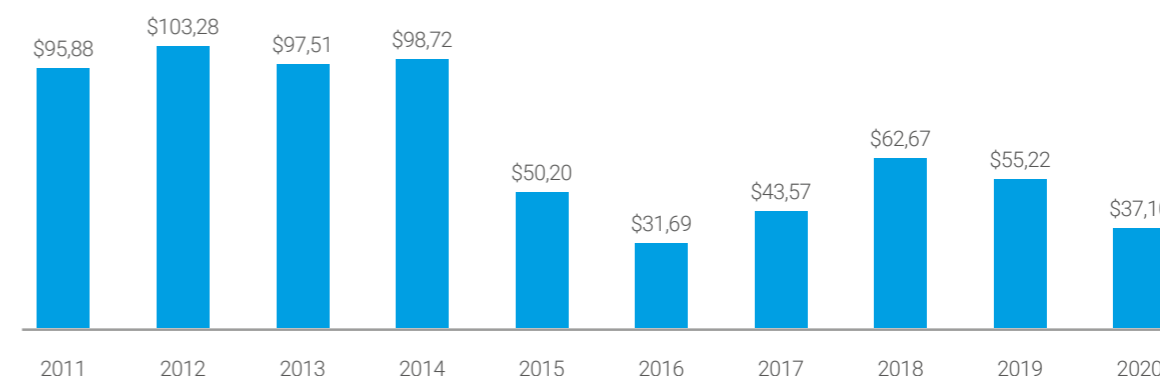
A principal contribuição para a perda de das participações governamentais no Espírito Santo advém da queda no recebimento de participações especiais (-53,1%). Ressalta-se que, o

ano de 2019 registrou um fluxo atípico de recebimento de Participações Especiais por causa da assinatura do acordo de unificação do Parque das Baleias, o que tornou a base de comparação elevada. Adicionalmente, os royalties (-27,2%) também retraíram nessa passagem de ano no estado.

Além disso, em 2020, a queda na produção de petróleo e gás natural e a desvalorização do preço do barril, esta última explicada pela redução

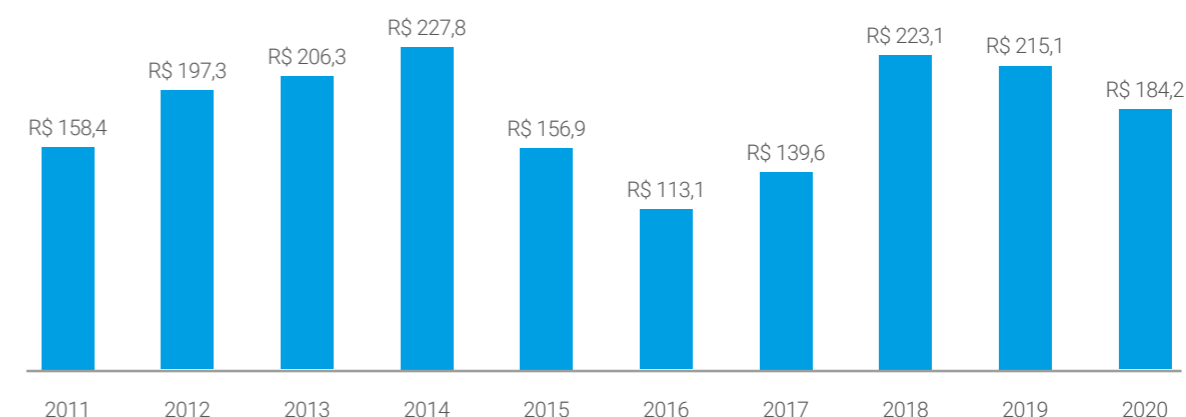
da demanda mundial em função da pandemia de Covid-19, também contribuíram para a redução da arrecadação de participações governamentais no estado e no país. Em contrapartida, a desvalorização do real frente ao dólar foi um contraponto a esse resultado, o que pode ser percebido pela diferença na magnitude da redução do preço médio de referência do Espírito Santo em real e em dólar (gráfico 27).

Gráfico 27 - Evolução do preço médio de referência do petróleo no Espírito Santo (em US\$)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Gráfico 28 - Evolução do preço médio de referência do petróleo no Espírito Santo (em R\$)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

### 3.1.1. Royalties

#### Ranking de arrecadação em Royalties

1º: Rio de Janeiro

R\$ 9,9  
bilhões

foram arrecadados pelo Rio de Janeiro em royalties em 2020

Royalties é uma compensação financeira calculada<sup>15</sup> por meio da aplicação de uma alíquota prevista em contrato, que varia entre 5% a 15%, sobre o faturamento do poço produtor (quantidade de petróleo e gás natural extraído multiplicada pelo preço de referência<sup>16</sup>).

Em 2020, os campos produtores confrontantes do território do Espírito Santo pagaram R\$ 3,0 bilhões em royalties, sendo 98,2% fruto da atividade offshore e 1,8% da onshore. Os maiores montantes foram gerados pelos campos de Jubarte (R\$ 1,4 bilhão) e Roncador<sup>17</sup> (R\$ 1,0 bilhão) em mar; e Fazenda Alegre (R\$ 24,1 milhões) e Cancã (R\$ 9,9) em terra. No entanto, esse volume total não é transferido somente para o Espírito Santo, visto que os royalties gerados são distribuídos entre os estados, os municípios e à União, levando em consideração critérios como a localização do campo produtor

2º: São Paulo

R\$ 1,7  
bilhão

foi arrecadado por São Paulo em royalties em 2020

(onshore ou offshore) e a presença de instalações que movimentam o petróleo e o gás natural.

Ainda em 2020, o Espírito Santo recebeu um total de R\$ 1,1 bilhão em royalties. Cerca de R\$ 523,0 milhões foram redirecionados ao Governo Estadual e R\$ 547,0 milhões aos municípios capixabas, montantes, respectivamente, 30,1% e 24,3% menores do que os registrados em 2019.

Com esse resultado, o Espírito Santo obteve a terceira maior arrecadação de royalties entre os estados brasileiros, atrás apenas do Rio de Janeiro (R\$ 9,9 bilhões) e São Paulo (R\$1,7 bilhão), e respondeu por 4,7% do total recebido pela União.

Os municípios capixabas que mais receberam royalties em 2020 foram: Presidente Kennedy (14,4%), Marataízes (14,2%), Linhares (12,8%)

3º: Espírito Santo

R\$ 1,1  
bilhão

foi arrecadado pelo Espírito Santo em royalties em 2020



A composição dos pagamentos em Royalties realizados no Espírito Santo foi a seguinte

R\$ 523  
milhões  
foram redirecionados ao  
Governo Estadual

R\$ 547  
milhões  
foram redirecionados aos  
municípios capixabas

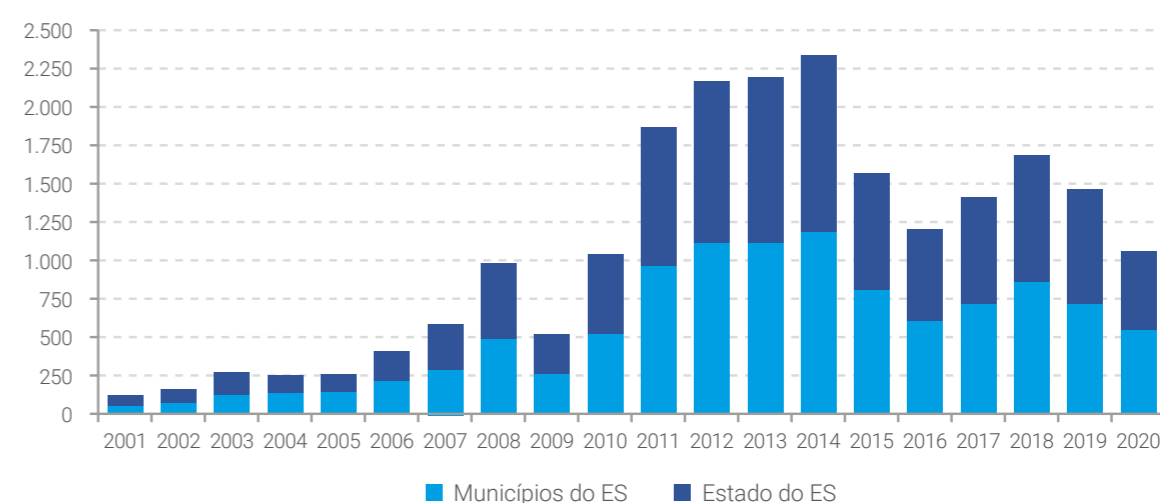


Os maiores montantes em royalties foram gerados pelos seguintes campos:

EM MAR  
Jubarte | R\$ 1,4 bi  
Roncador | R\$ 1,0 bi

EM TERRA  
Fazenda Alegre | R\$ 24,1 mi  
Cancã | R\$ 9,9 mi

Gráfico 29 - Receita de royalties no Espírito Santo em valores constantes (R\$ milhões)\*



(\* Valores deflacionados pelo IPCA (acumulado de jan-dez).  
Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

e Itapemirim (12,2%). Juntos eles concentraram 53,8% do total dessas receitas municipais (gráfico 29). Essa participação elevada é explicada pelo fato de se tratarem de municípios com áreas confrontantes a campos de elevada produção de petróleo e gás natural e por possuí-

rem instalações para atender a atividade offshore. Entre eles, Linhares é o único município que possui atividades onshore e offshore..

Os municípios que apresentaram as maiores participações dos royalties no total das suas recei-

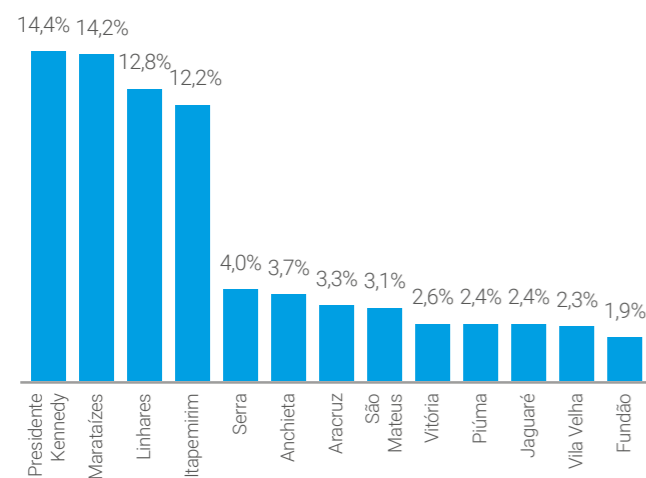
tas arrecadas foram: Presidente Kennedy (32,5%); Marataízes (26,7%) e Itapemirim (19,6%). Com exceção de Linhares, esses municípios possuem a maior dependência do recurso de royalties na composição das suas receitas.

15. Para maiores detalhes de como é calculado o valor a ser pago em royalties, veja o box do capítulo 3 do anuário da Indústria do Petróleo no Espírito Santo de 2019: [https://portaldaindustria-es.com.br/system/repositories/files/000/000/577/original/Anuario\\_Petroleo-ES\\_2019\\_port.pdf?1588180009](https://portaldaindustria-es.com.br/system/repositories/files/000/000/577/original/Anuario_Petroleo-ES_2019_port.pdf?1588180009)

16. O preço de referência do petróleo é calculado mensalmente pela ANP, pela média mensal do preço do petróleo tipo Brent, em dólar por barril. Já o preço de referência do gás natural é calculado mensalmente pelo somatório dos produtos das frações volumétricas do GN.

17. O campo de Roncador também confrontante com o estado do Rio de Janeiro. Portanto, os seus royalties também são destinados ao governo estadual do Rio e aos municípios fluminenses.

Gráfico 30 - Municípios do Espírito Santo que mais receberam royalties - % sobre o total de royalties recebidos por todos os municípios do ES - 2020



Fonte: Finanças dos Municípios Capixabas - AEQUUS. Elaboração: Ideies/Findes.

Gráfico 31 - Municípios do Espírito Santo com maior participação das receitas de royalties no total das suas receitas (%) - 2020

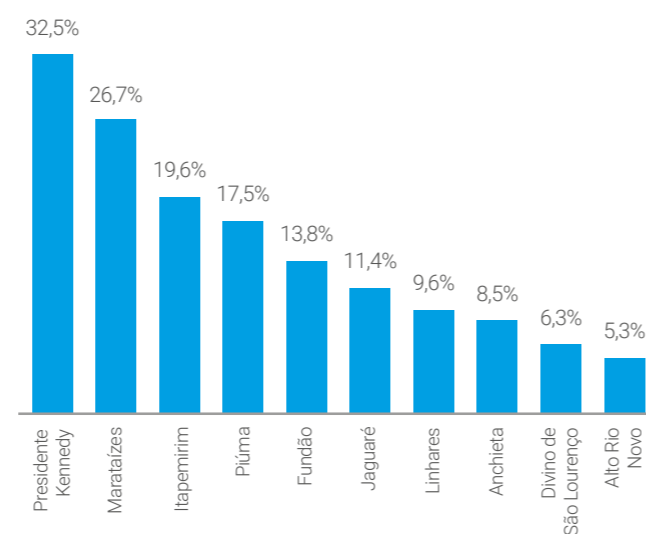


Tabela 1 - Royalties pagos por campos produtores de petróleo e gás, onshore e offshore, no Espírito Santo - 2020

	Campo	Royalties (R\$ milhões)	Participação (%)
Onshore	Fazenda Alegre	24,11	45,1%
	Cancã	9,90	18,5%
	Inhambu	4,70	8,8%
	Fazenda São Rafael	4,63	8,7%
	Fazenda Santa Luzia	3,21	6,0%
	Fazenda São Jorge	1,44	2,7%
	Rio Preto Oeste	0,77	1,4%
	Fazenda Queimadas	0,67	1,3%
	São Mateus	0,59	1,1%
	Lagoa Parda	0,52	1,0%
	Lagoa Suruaca	0,35	0,7%
	Rio Preto	0,33	0,6%
	Rio Preto Sul	0,27	0,5%
	Córrego Dourado	0,26	0,5%
	Córrego Cedro Norte	0,23	0,4%
	Jacutinga	0,23	0,4%
	PA-1BGM1ES_EST-T-476	0,21	0,4%
	Lagoa Piabanha	0,19	0,4%
	Seriema	0,14	0,3%

	Campo	Royalties (R\$ milhões)	Participação (%)
Onshore	Campo Grande	0,11	0,2%
	Rio São Mateus	0,09	0,2%
	Fazenda Cedro Norte	0,08	0,1%
	Córrego das Pedras	0,07	0,1%
	Tucano	0,07	0,1%
	Biguá	0,05	0,1%
	Mariricu	0,04	0,1%
	Fazenda Cedro	0,04	0,1%
	Gaivota	0,03	0,1%
	Mariricu Norte	0,03	0,1%
	Tabuaiaá	0,03	0,0%
	Guriri	0,02	0,0%
	Rio Mariricu	0,02	0,0%
	Rio Itaúnas	0,02	0,0%
	Cacimbas	0,01	0,0%
	Lagoa Bonita	0,01	0,0%
	Cancã Leste	0,01	0,0%
	Córrego Cedro Norte Sul	0,01	0,0%
	São Mateus Leste	0,0019	0,0%
	Bem-te-vi	0,0005	0,0%
Lagoa Parda Norte	0,0001	0,0%	
<b>Total gerado em terra</b>	<b>53,50</b>	<b>100,0%</b>	
Offshore	Jubarte	1.460,2	49,1%
	Roncador	1.033,8	34,8%
	Argonauta	198,5	6,7%
	Frade	123,1	4,1%
	Golfinho	80,7	2,7%
	Ostra	41,6	1,4%
	Baleia Anã	19,8	0,7%
	Peroá	7,6	0,3%
	Abalone	2,7	0,1%
	Abalone	2,7	0,1%
	Cangoá	1,4	0,0%
	<b>Total gerado em mar</b>	<b>2.972,2</b>	<b>100,0%</b>

Nota: Os royalties pagos pelos campos produtores do Espírito Santo foram distribuídos entre os municípios, governo estadual e a União.  
Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes



### 3.1.2. Participações Especiais (PE)

A participação especial é uma compensação financeira paga pelas empresas petroleiras que possuem campos com grande volume de produção<sup>18</sup>. Ou seja, trata-se de um pagamento extraordinário relacionado ao nível de produtividade de uma área. A apuração do valor a ser pago em PE ocorre por meio da aplicação de alíquotas progressivas<sup>19</sup> sobre a

receita líquida<sup>20</sup> da produção trimestral de cada campo.

Após a unificação do Parque das Baleias<sup>21</sup>, o Espírito Santo passou a fazer confrontação a dois campos que geraram recursos de participação especial em 2020: Jubarte (R\$ 751,0 milhões) e Roncador (R\$ 0,21 milhões). Frente a

2019, os montantes de PE pagos por esses campos reduziram, respectivamente, -44,5% e -99,9%, resultados explicados pela menor produção de petróleo e gás natural em ambas as áreas (tabela 2). No caso de Roncador, apenas no 1º trimestre de 2020 foi registrado uma receita líquida positiva para apuração da PE.

Tabela 2 - Participações especiais pagas por campo confrontantes ao Espírito Santo – 2020\* (R\$ milhões)

Campo	2019	2020	Variação
Jubarte	3.170,50	1.759,94	-44,5%
Roncador**	751,04	0,21	-99,97%

(\*) Valores deflacionados pelo IPCA (acumulado de jan-dez 2020).

(\*\*) O campo também faz confrontação ao Rio de Janeiro. Por isso, para desse valor também é distribuído para esse governo estadual e para os municípios de Campos dos Goytacazes e São João da Barra.

Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Em 2020, o Espírito Santo recebeu um total de R\$ 1,2 bilhões em participação especial. Desse valor, R\$ 997,1 milhões foram destinados ao governo do estadual e R\$ 249,3 milhões aos municípios de Marataízes, Presidente Kennedy, Piúma e Itapemirim que são confrontantes aos campos que geram PE.

Em 2020, comparado com igual período do ano anterior, as receitas de participações especiais caíram 53,1% para o governo do estado e para os municípios capixabas citados. Vale novamente lembrar que o Espírito Santo bateu recorde na arrecadação de PE, por causa da assinatura do contrato de unifi-

cação dos parques das Baleias em 2019, e, por isso, a base de comparação também estava atipicamente elevada (gráfico 32).

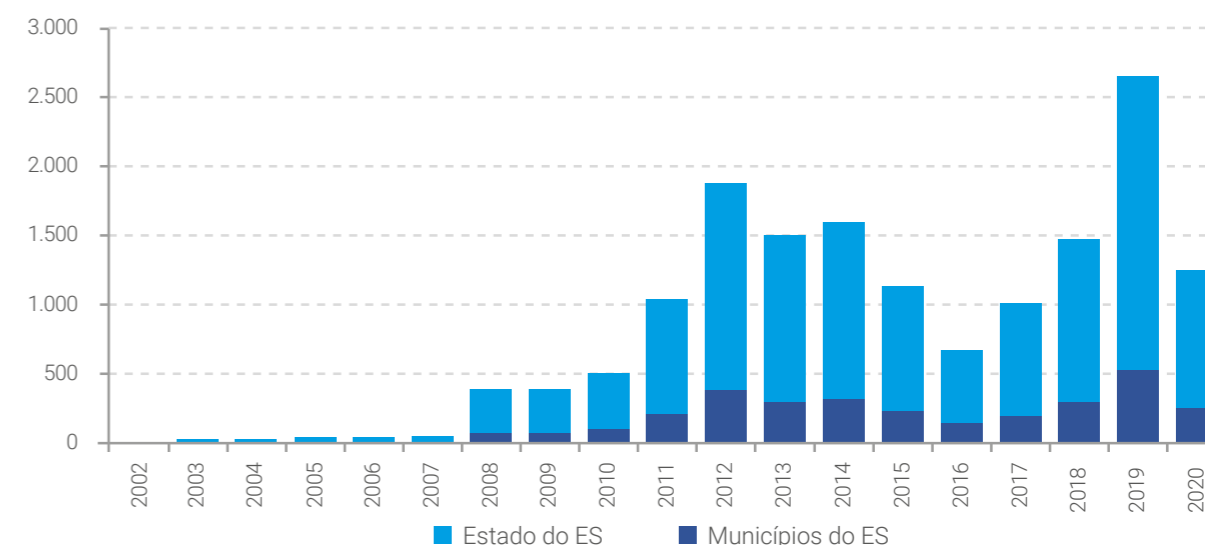
Em 2020, o Espírito Santo foi o segundo estado que mais recebeu receitas em participações especiais, atrás apenas do Rio de Janeiro (R\$ 8,7 bilhões), que respondeu por 5,2% do total de Participações Especiais recebido pelo país. Outras unidades federativas que receberam esse recurso foram: São Paulo (R\$ 1,1 bilhão), Amazonas (R\$ 41,0 milhões) e Bahia (R\$ 1,5 milhão).

Ressalta-se que a unificação do Parque das Baleias, por meio do

“Acordo para Encerramento da Controvérsia Envolvendo as Áreas do Contrato e Concessão BC-60”, também gerou um saldo retroativo de participação especial a ser pago em 42 parcelas pela Petrobras à União (50%), ao Governo do Estado do Espírito Santo (40%) e aos municípios (10%)<sup>22</sup> de Itapemirim, Marataízes, Piúma e Presidente Kennedy.

Apenas em 2020, a Petrobras pagou um total de R\$ 620,8 milhões em PE referentes a assinatura desse acordo. Deste montante, R\$ 248,3 milhões foram destinados ao Governo do Espírito Santo e R\$ 62,8 milhões aos municípios capixabas<sup>23</sup>.

Gráfico 32 - Receita de Participações Especiais no Espírito Santo em valores constantes (R\$ milhões)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

### Ranking de arrecadação em Participações Especiais

1º: Rio de Janeiro

2º: Espírito Santo

3º: São Paulo

R\$ 8,7 bilhões

de reais foram arrecadados pelo Rio de Janeiro em Participações Especiais

R\$ 1,2 bilhão

de reais foi arrecadado pelo Espírito Santo em Participações Especiais

R\$ 1,1 bilhão

de reais foi arrecadado por São Paulo em Participações Especiais

18. A sua regulamentação ocorre por meio da Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo) e Decreto nº 2.705/1998.

19. Variam de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o volume de produção trimestral apurado.

20. A ANP acompanha os custos das petroleiras para que ela consiga calcular essa receita líquida. Além disso, também são consideradas as deduções previstas (royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos).

21. Em abril de 2019, foi assinado o acordo de unificação dos campos pertencente ao Parque das Baleias, compostas pelas áreas de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote e Pirambu, na Bacia de Campos. Com isso, foi formado um único grande campo produtor que passou a ser denominado "Novo Campo de Jubarte" ou apenas "Jubarte". Essa unificação gerou um volume expressivo de pagamento de PE para o Espírito Santo. Para maiores detalhes, acesse a publicação anterior deste Anuário: [https://portalindustria-es.com.br/system/repositories/files/000/000/952/original/Anuario\\_Petroleo-ES\\_2020\\_port.pdf?1618494352](https://portalindustria-es.com.br/system/repositories/files/000/000/952/original/Anuario_Petroleo-ES_2020_port.pdf?1618494352)

22. Nos termos do art. 50 da Lei nº 9.478/97, a distribuição da participação especial é feita da seguinte forma: i) 40% ao Ministério de Minas e Energia (MME) e 10% ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), totalizando 50% para a União; iii) 40% a estados; e iv) 10% a municípios. No caso de Jubarte, o valor pago aos municípios é distribuído entre Itapemirim (32,3045%), Marataízes (37,7702%), Piúma (0,3230%) e Presidente Kennedy (29,6023%).

23. Saiba mais nos relatórios da ANP sobre o "Acordo do Novo Campo Jubarte" em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>

64

proprietários regularizados a receber o pagamento pela utilização da terra pela atividade de exploração e produção de petróleo no Espírito Santo em 2020

496,1 mil

reais foram pagos pelas concessionárias aos proprietários de terra do Espírito Santo em 2020

### 3.1.3. Pagamento aos proprietários de terra

A Lei do Petróleo<sup>24</sup> determina que os concessionários também realizem o pagamento de um percentual, entre 0,5% a 1%<sup>25</sup>, sobre a receita bruta da produção de petróleo e de gás natural para os proprietários das terras onde há poços ativos.

A produção onshore capixaba ocorre somente na Bacia do Espírito Santo, localizada ao norte do estado. Nela havia 64 proprietários regularizados a receber o percentual sobre a receita bruta dos poços localizados em suas terras em 2020, quantidade 19,0% menor que a registrada em 2019.

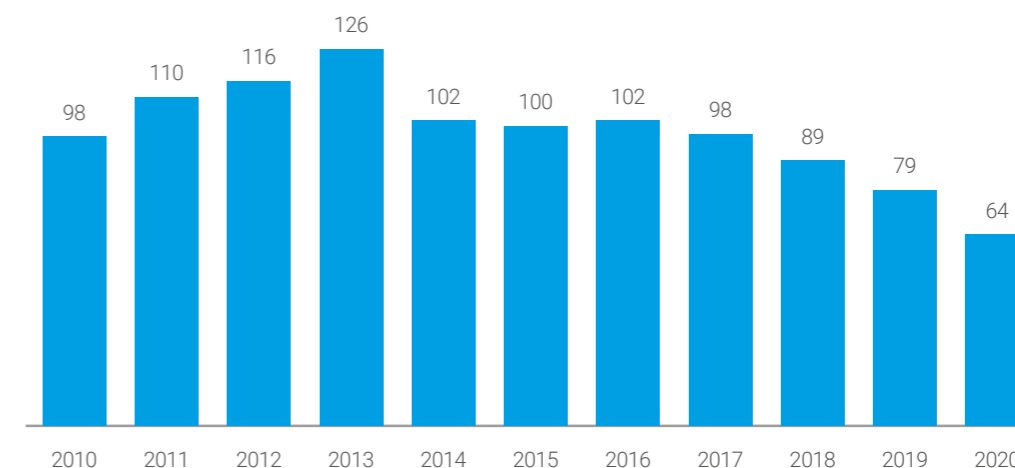
Em 2020, as concessionárias pagaram, sem descontar o imposto de renda, R\$ 491,6 mil aos proprietários de terra do Espírito Santo, o que representou 0,6% do valor desembolsado em todo o país. Na comparação com 2019, esse pagamento retraiu 89,0% no estado. Essa redução foi motivada pelo processo de declínio natural da produção de petróleo e gás natural onshore; pela queda no preço de referência do petróleo e pelo movimento de reestruturação da atividade de E&P em terras capixabas em decorrência do processo de desinvestimento da Petrobras.

Tabela 3 - Arrecadação de participações governamentais pelo governo do estado e municípios do Espírito Santo (R\$ milhões)

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Total de Participações Governamentais	Municípios do ES	574,7	349,3	631,8	1178,0	1497,0	1424,5	1514,3	1714,0	743,7	927,8	1157,2	1253,5	796,2
	Estado do ES	797,5	572,7	928,1	1735,1	2553,7	2271,2	2430,8	1000,4	1130,4	1514,0	2006,7	2872,1	1520,1
	Total Brasil	43.539,8	30.260,4	37.586,7	41.889,0	48.615,2	46.360,9	48.518,7	30.372,1	20.669,4	34.465,4	55.138,3	58.477,3	46.707,2
	% do Brasil	3,2%	3,0%	4,2%	7,0%	8,3%	8,0%	8,1%	8,9%	9,1%	7,1%	5,7%	7,1%	5,0%
Royalties	Municípios do ES	497,2	271,6	529,2	970,0	1121,1	1123,6	1193,4	805,8	609,2	724,1	862,1	722,4	547,0
	Estado do ES	487,5	261,8	517,6	903,1	1049,8	1067,7	1147,4	773,3	592,4	699,2	826,2	747,8	523,0
	Total Brasil	21.026,9	14.682,1	17.279,4	21.221,3	24.138,5	23.771,9	25.384,2	17.152,5	13.786,5	17.308,8	22.837,7	24.487,8	22.819,3
	% do Brasil	4,7%	3,6%	6,1%	8,8%	9,0%	9,2%	9,2%	9,2%	8,7%	8,2%	7,4%	6,0%	4,7%
Participação Especial	Municípios do ES	77,5	77,7	102,6	208,0	376,0	300,9	320,9	227,1	134,5	203,7	295,1	531,1	249,3
	Estado do ES	310,0	310,9	410,6	832,1	1503,9	1203,5	1283,4	908,2	538,0	814,8	1180,4	2124,3	997,1
	Total Brasil	22.512,8	15.578,3	20.307,3	20.667,7	24.476,7	22.589,0	23.134,5	13.219,6	6.882,9	17.156,6	32.300,6	33.989,5	23.887,9
	% do Brasil	1,7%	2,5%	2,5%	5,0%	7,7%	6,7%	6,9%	8,6%	9,8%	5,9%	4,6%	7,8%	5,2%

Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Gráfico 33 - Quantidade de proprietários da terra com participação sobre a produção de petróleo e de gás natural do Espírito Santo

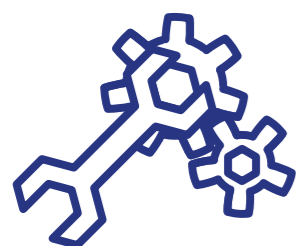


Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes



24. Lei nº 9.478 de 1997.

25. Os proprietários de terra recebem mensalmente uma participação que varia entre 0,5%, em campos marginais, e 1%, nos demais casos (Portaria ANP nº 143, de 25.9.1998).



# 11.462

funcionários formais foram empregados no Espírito Santo na cadeia produtiva de petróleo e gás natural

Distribuição dos funcionários do setor de petróleo e gás natural por elos da cadeia em 2020

<b>Cadeia fornecedora</b>	63,5%
<b>E&amp;P</b>	28,0%
<b>Abastecimento</b>	7,1%
<b>Petroquímica</b>	1,3%
<b>Derivados de petróleo</b>	0,1%

## 3.2. Mercado de Trabalho

A indústria do petróleo e gás promove o crescimento e melhoria do mercado de trabalho. Neste anuário, a cadeia do setor de petróleo do Estado do Espírito Santo foi segmentada em cinco elos<sup>26</sup>: (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<sup>27</sup> 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<sup>28</sup>, na qual estão inseridas as atividades industriais que fornecem produtos e serviços específicos para as atividades de E&P (vide apêndice II).

Em 2020, a cadeia produtiva de pe-

tróleo e gás empregou 11.462 funcionários formais no Espírito Santo, representando 2,9% da cadeia nacional e 1,3% de todos os vínculos de trabalho do estado (tabela 4). Essa quantidade no setor capixaba estava distribuída em: 63,5% no elo cadeia fornecedora; 28,0% no E&P; 7,1% no abastecimento; 1,3% na petroquímica; e 0,1% nos derivados do petróleo.

Na comparação com 2019, houve aumento de 2,8% na quantidade de funcionários no setor de petróleo

e gás natural no estado, resultado puxado pelas expansões de: 6,5% na E&P, 1,7% na cadeia fornecedora; e 11,3% na petroquímica.

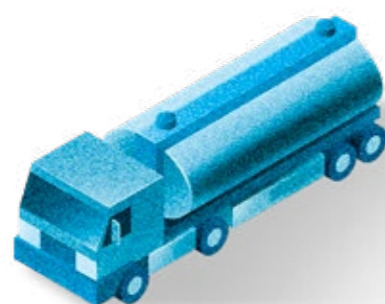
Ainda na passagem de 2019 para 2020, o total de empregos formais no Espírito Santo reduziu 0,7% devido à pandemia do novo coronavírus. No entanto, na cadeia produtiva do setor de petróleo e gás, essa queda não foi vista, possivelmente, devido aos seguintes motivos: i) devido a intensidade de capital empregado, a complexidade tecnoló-

gica e o alto grau de conhecimento necessário para exercer certas ocupações, a mão de obra usualmente é especializada e requer um nível de treinamento avançado. A dispensa em um cenário conjuntural incerto não é estratégica para as empresas; ii) por ser uma atividade essencial, a E&P não foi interrompida por força de decreto governamental e iii) os programas federais e estaduais de estímulos à manutenção do emprego durante a pandemia auxiliou o setor na manutenção do emprego formal.

Tabela 4 - Empregos formais no encadeamento produtivo do setor de P&G no Espírito Santo

Elos da cadeia	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
E&P	2.278	2.636	2.818	2.914	3.192	3.251	3.087	3.207	3.071	2.883	2.518	2.439	3.011	3.207
Derivados de petróleo	97	86	91	197	102	91	95	33	31	15	17	16	19	15
Petroquímicos	20	7	6	2	35	51	53	51	0	123	123w	125	133	148
Abastecimento	501	563	669	642	674	730	804	820	835	807	787	739	827	817
Cadeia Fornecedora	4.942	7.703	7.633	6.060	6.868	8.223	7.186	7.630	7.143	5.981	6.232	7.107	7.155	7.275
<b>Total</b>	<b>7.838</b>	<b>10.995</b>	<b>11.217</b>	<b>9.815</b>	<b>10.871</b>	<b>12.346</b>	<b>11.225</b>	<b>11.741</b>	<b>11.080</b>	<b>9.809</b>	<b>9.677</b>	<b>10.426</b>	<b>11.145</b>	<b>11.462</b>
% no total de empregos do ES	1,0%	1,4%	1,4%	1,1%	1,2%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,2%	1,2%	1,3%
% da cadeia do ES no total da mesma cadeia no Brasil	2,1%	2,6%	2,6%	2,1%	2,1%	2,3%	2,1%	2,3%	2,3%	2,3%	2,5%	2,7%	2,8%	2,9%

Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes



26. Nesta edição do anuário, a cadeia do setor de petróleo e gás natural foi ampliada de 3 para 5 elos, passando a incluir os derivados do petróleo e os petroquímicos. Cabe destacar que para composição da cadeia do setor e possibilidade de extração das informações por fontes oficiais é necessário utilizar a Classificação Nacional de Atividades Econômicas 2.0 (CNAES), e nesta edição CNAES anteriormente utilizadas foram reclassificados e novas foram inseridos nesta

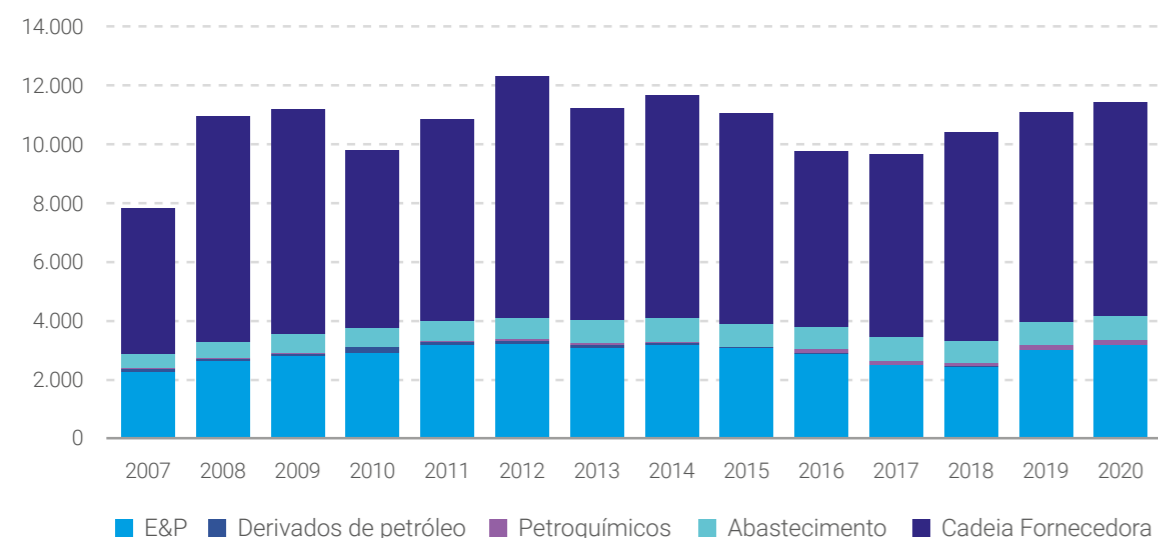
relação (vide apêndice II). Além disso, é sabido que a estruturação de uma cadeia produtiva, seja do setor de petróleo e gás, seja de outro setor qualquer de atividade econômica, por meio de CNAES é limitada, visto que muitas empresas podem atuar em diferentes atividades, que não são abrangidas pelo CNAE em que está classificada.

27. Nesta cadeia não foi considerado o comércio varejista de combustíveis por compreender que

esta atividade existe em praticamente todas as regiões do país, independente da região possuir a atividade de exploração e produção de P&G.

28. Neste anuário, a cadeia abrange os CNAES na qual o IBGE descreve como uma atividade que fornece matéria-prima ou presta um serviço para o setor de petróleo e gás natural.

Gráfico 34 - Distribuição dos empregados formais no encadearamento produtivo do setor de P&G – Espírito Santo



Fonte: Rais/ME | Elaboração: Ideies/Findes

13,9%

dos trabalhadores da indústria do petróleo e gás natural atuavam na área de montagem de tubulações, estruturas metálicas e de compositórios

7,2%

dos trabalhadores da indústria do petróleo e gás natural atuavam como engenheiros, arquitetos e afins

Em função da multidisciplinariedade necessária para execução da atividade na indústria do petróleo e gás natural, o perfil dos trabalhadores que compõem a cadeia do setor é heterogêneo, abrangendo várias ocupações, diversas faixas etárias e níveis de qualificação e salário médio (tabela 5). Em 2020, 13,9% dos trabalhadores atuavam na área de montagem de tubulações, estruturas metálicas e de compositórios; e 7,2% eram engenheiros, arquitetos e afins.

A ocupação que mais empregou nesse ano foi soldador (518), seguido do operador de exploração de petróleo (465) e dos assistentes administrativos (404). Além disso, a cadeia de P&G empregou 55,0% dos operadores de máquinas e 35,1% dos preparadores de estruturas metálicas do Espírito Santo.

Em relação a faixa etária (tabela 5), 38,6% dos trabalhadores da cadeia de P&G capixaba possuíam entre 30 a 49 anos (4.421) e 37,6% dos empregados possuíam mais de 50 anos, em 2020.

Com relação a escolaridade dos trabalhadores, pelo menos 23,9% possuíam no mínimo ensino superior completo e 56,6% possuíam o ensino médio completo. O setor de petróleo e gás no Espírito Santo absorve 2,6% dos funcionários com mestrado do estado.

Como consequência da qualificação dos seus empregados, a remuneração média mensal do setor P&G no Espírito Santo foi de R\$ 6.622,79 e a do Brasil foi de R\$ 6.031,60 em 2020. Estes valores foram superiores à remuneração média mensal total do estado (R\$ 2.547,42) e do país (R\$ 2.924,32).

38,6% 37,6%

dos trabalhadores da indústria do petróleo e gás natural possuíam entre 30 a 49 anos em 2020

dos empregados da indústria do petróleo e gás natural possuíam mais de 50 anos, em 2020



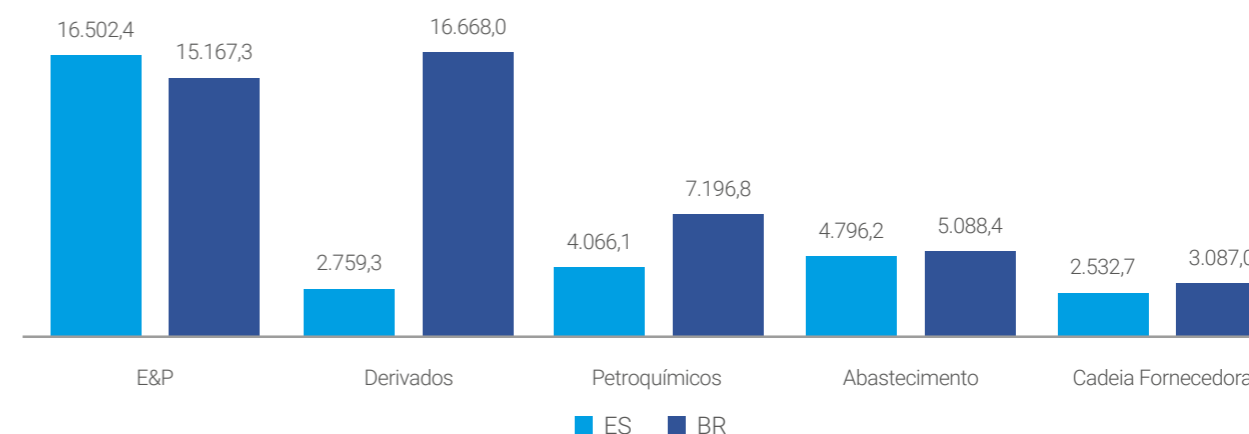
Distribuição da escolaridade dos funcionários da indústria do petróleo e gás natural em 2020:

Ensino médio | 56,6%  
 Ensino Superior | 23,9%  
 Mestrado | 2,6%

O salário médio da cadeia produtiva do setor de P&G possui diferenças entre os elos que a compõem. No elo de E&P, a remuneração média atinge R\$ 16.502,43, enquanto na

cadeia fornecedora a média é de R\$ 2.532,71. Outro ponto que chama a atenção é a diferença salarial paga no elo derivados de petróleo no Espírito Santo e no Brasil (gráfico 35).

Gráfico 35 - Salário médio dos elos da cadeia produtiva do setor de P&G, 2020 – Espírito Santo e Brasil (R\$ mil)



Fonte: Rais/ME | Elaboração: Ideies/Findes



Tabela 5 - Características do mercado de trabalho da cadeia de P&amp;G no Espírito Santo – 2020

	ES	BR	% ES na cadeia do Brasil	% no total do ES
<b>Principais Ocupações</b>				
Soldador	518	13.922	3,7%	11,3%
Operador de exploração de petróleo	465	8.471	5,5%	100,0%
Assistente administrativo	404	15.035	2,7%	1,2%
Preparador de estruturas metálicas	283	2.720	10,4%	35,1%
Mecânico de manutenção de máquinas, em geral	249	6.203	4,0%	4,1%
Motorista de caminhão (rotas regionais e internacionais)	245	13.366	1,8%	1,1%
Operador de máquinas operatrizes	242	1.478	16,4%	55,0%
Técnico mecânico	240	4.713	5,1%	12,0%
Auxiliar de escritório, em geral	222	11.444	1,9%	0,6%
Almoxarife	219	5.642	3,9%	3,0%
Montador de estruturas metálicas	219	6.575	3,3%	10,7%
<b>Subgrupo de funções</b>				
Trabalhadores de montagem de tubulações, estruturas metálicas e de compósitos	1.593	37.544	4,2%	13,2%
Engenheiros, arquitetos e afins	829	17.910	4,6%	21,2%
Escriturários em geral, agentes, assistentes e auxiliares administrativos	649	26.995	2,4%	0,9%
Condutores de veículos e operadores de equipamentos de elevação e de movimentação	615	23.459	2,6%	1,3%
Operadores de instalações em indústrias químicas, petroquímicas e afins	505	15.195	3,3%	27,3%
Técnicos em eletroeletrônica e fotônica	504	10.072	5,0%	8,6%
Técnicos em metalomecânica	494	8.978	5,5%	14,8%
<b>Faixa Etária</b>				
10 A 14	2	14	14,3%	1,3%
15 A 17	49	1.290	3,8%	0,7%
18 A 24	1.147	35.620	3,2%	1,0%
25 A 29	1.536	49.313	3,1%	1,3%
30 A 39	4.421	140.151	3,2%	1,6%
40 A 49	2.852	98.987	2,9%	1,3%
50 A 64	1.399	63.168	2,2%	0,9%
65 OU MAIS	56	5.319	1,1%	0,4%

	ES	BR	% ES na cadeia do Brasil	% no total do ES
<b>Escolaridade</b>				
Analfabeto	13	592	2,2%	0,5%
Até 5ª Incompleto	80	4.694	1,7%	0,4%
5ª Completo Fundamental	73	4.718	1,5%	0,4%
6ª a 9ª Fundamental	345	13.342	2,6%	0,8%
Fundamental Completo	610	26.831	2,3%	0,9%
Médio Incompleto	762	19.151	4,0%	1,3%
Médio Completo	6.490	206.145	3,1%	1,5%
Superior Incompleto	353	19.312	1,8%	1,1%
Superior Completo	2.511	94.127	2,7%	1,3%
Mestrado	203	4.251	4,8%	2,6%
Doutorado	22	699	3,1%	0,3%
Valor da remuneração média (R\$) total	R\$ 6.622,79	R\$ 6.031,60		

Fonte: Rais/ME | Elaboração: Ideies/Findes

### 3.3. Setor Externo

A produção da indústria do petróleo e gás natural pode ser consumida internamente no país, após ser beneficiada, ou vendida para o exterior. Essas exportações abrangem desde o petróleo bruto, coque e derivados de petróleo e os produtos da petroquímica.

O valor total exportado pela indústria de petróleo capixaba totalizou R\$ 599 milhões em 2020, o que representou 2,2% das vendas externas do setor no país e a 12,1% do total exportado pelo Espírito Santo. Entre todos os setores capixabas, essa foi a sexta maior venda externa.

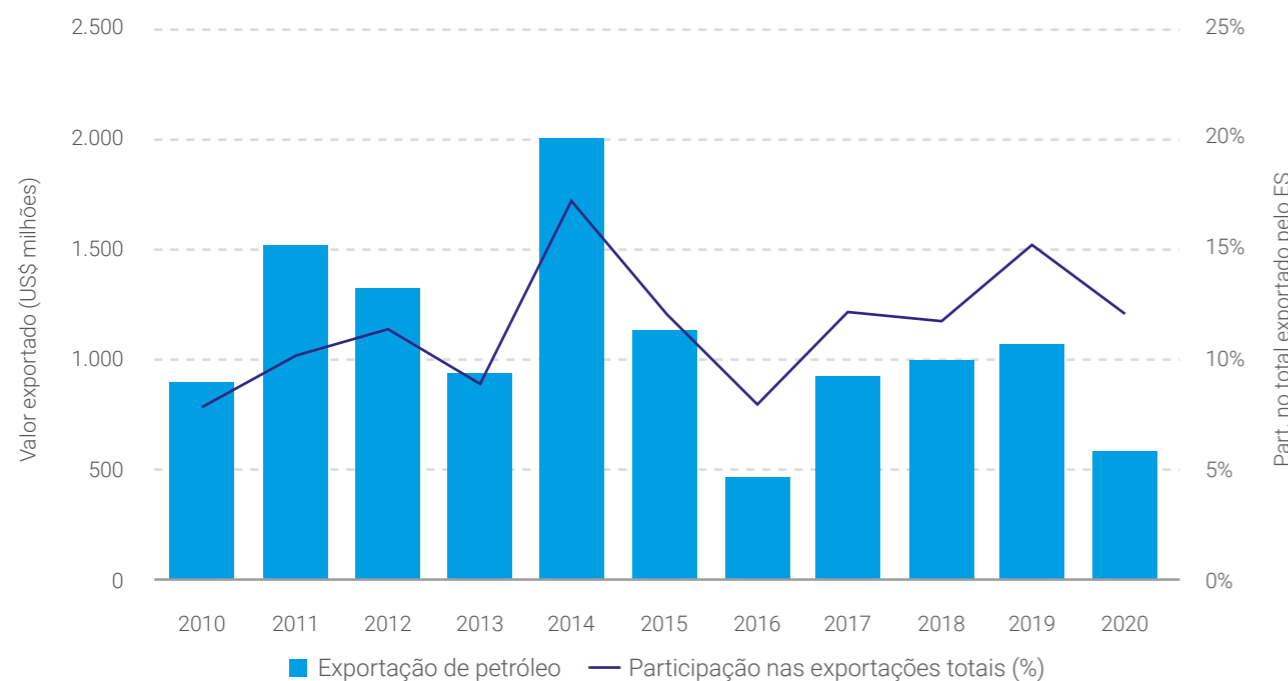
Na comparação com 2019, o valor das exportações da indústria de petróleo e gás natural retraiu 44,3%. Esse menor desempenho no mercado externo foi, principalmente, causado pela pandemia de Covid-19, decretada em março de 2020 pela OMS, que levou diversos países a adotarem medidas de distanciamento e isolamento social, o que provou reduções nas atividades econômicas e na mobilidade das pessoas. Como consequência, houve a redução da demanda internacional de petróleo e gás natural.

# 599 milhões

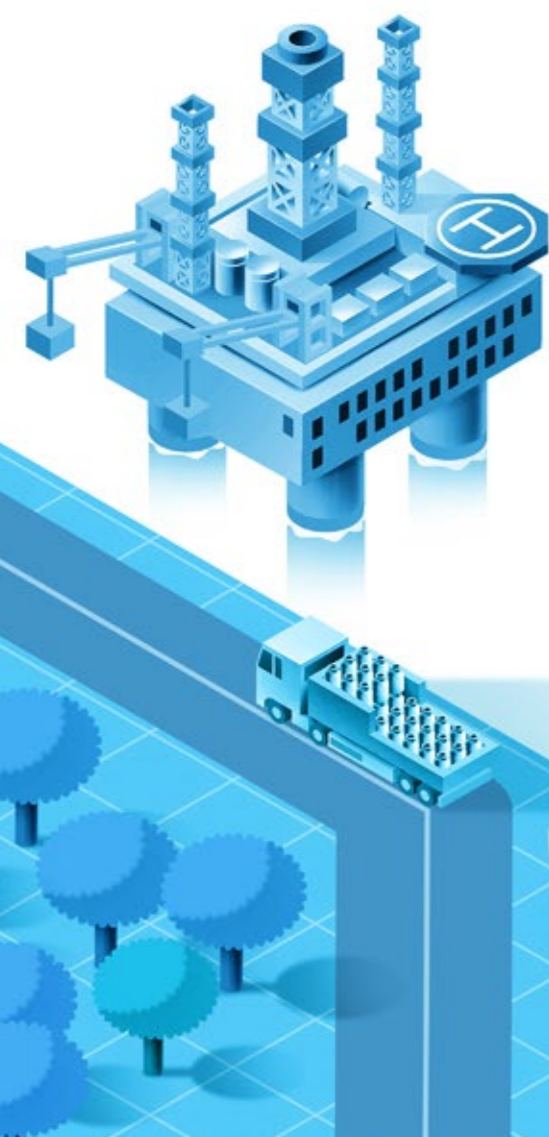
foram exportados pela indústria do petróleo no Espírito Santo



Gráfico 36 - Exportações de petróleo e participação das exportações de petróleo no total das exportações do Espírito Santo



Fonte: MDIC/Secex | Elaboração: Ideies/Findes



Apenas a venda externa de petróleo bruto pelo Espírito Santo totalizou US\$ 567 milhões em 2020 (ou 94,6% total exportado pelo setor capixaba), montante US\$ 448 milhões menor que o registrado no ano imediatamente anterior. Nesse ano, esse produto foi exportado apenas para: Malásia (58,5%), Estados Unidos (14,0%), Índia (8,6%), Santa Lúcia (6,5%), China (5,7%); Singapura (3,5%) e Indonésia (3,1%) (Figura 1).

Ainda em 2020, as exportações de produtos de coque e derivados do petróleo totalizaram US\$ FOB 30,4 milhões, montante 48,3% menor que o registrado em 2019. E, as vendas externas de produtos da petroquímica corresponderam a US\$ 1,7 milhão, valor 5,4% maior que o apurado no ano imediatamente anterior.

O total de produtos importados, considerando os produtos da indústria do petróleo no Espírito Santo totalizou US\$ 140 milhões em 2020, valor 30,4% maior que o registrado no ano anterior. Deste montante, 61,0% refere-se à importação de coque e derivados do petróleo e 39,0% de produtos da petroquímica (tabela 7).

Tabela 6 - Exportações da indústria de petróleo no Espírito Santo (US\$ FOB milhões)

Período	Total exportado		Petróleo Bruto		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	899	3,9%	899	5,6%	0,0	0,0%	0,0	0,0%
2011	1.512	4,9%	1.511	7,0%	0,0	0,0%	1,5	0,0%
2012	1.323	4,4%	1.322	6,6%	0,0	0,0%	0,3	0,0%
2013	934	4,3%	932	7,2%	0,0	0,0%	1,9	0,0%
2014	2.006	8,1%	2.001	12,2%	0,001	0,00003%	5,6	0,1%
2015	1.130	6,6%	1.128	9,6%	0,07	0,004%	1,9	0,1%
2016	467	3,2%	465	4,6%	0,0	0,0%	1,6	0,0%
2017	924	4,2%	920	5,7%	0,0	0,0%	4,3	0,1%
2018	1.004	3,1%	960	3,8%	38,5	0,9%	5,6	0,2%
2019	1.075	3,2%	1.014	4,2%	58,8	1,0%	1,6	0,1%
2020	599	2,2%	567	2,9%	30,4	0,6%	1,7	0,1%

Fonte: MDIC/Secex | Elaboração: Ideies/Findes

Tabela 7 - Importações da indústria de petróleo no Espírito Santo do Espírito Santo (US\$ FOB milhões)

Período	Total importado		Petróleo Bruto		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	313	0,9%	0	0,0%	46,3	0,4%	266,3	4,0%
2011	283	0,6%	0	0,0%	17,1	0,1%	266,3	3,2%
2012	264	0,6%	0	0,0%	34,6	0,2%	229,5	2,9%
2013	203	0,5%	0	0,0%	37,8	0,2%	164,8	1,9%
2014	183	0,4%	0	0,0%	35,530	0,2%	147,4	1,8%
2015	218	0,8%	0	0,0%	67,03	0,7%	151,0	2,4%
2016	122	0,5%	0	0,0%	33,8	0,4%	87,7	1,7%
2017	129	0,4%	0	0,0%	81,1	0,6%	48,2	0,8%
2018	118	0,3%	0	0,0%	46,3	0,3%	71,2	1,0%
2019	108	0,2%	0	0,0%	51,6	0,4%	56,0	0,9%
2020	140	0,4%	0	0,0%	85,6	1,0%	54,7	0,9%

Fonte: MDIC/Secex | Elaboração: Ideies/Findes

Figura 1 - Principais destinos das exportações de óleo bruto de petróleo do Espírito Santo em 2020



## BOX 1 – PRODUTOS REPETRÁVEIS

Até a 4ª edição do Anuário da Indústria do Petróleo do Espírito Santo, foi contemplado os produtos “repetáveis ou do Repetro” nas análises do comércio exterior.

O Repetro é um regime aduaneiro especial que permite ao agente habilitado pela Receita Federal do Brasil exportar e importar uma lista de bens destinados às atividades

de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural, por meio da admissão temporária<sup>29</sup>, exportação ficta<sup>30</sup> e drawback<sup>31</sup>. Até a data desta publicação, essa lista permitida era composta por 124 NCMs<sup>32</sup> que poderiam usufruir desse regime aduaneiro especial. Ressalta-se que esses itens listados não são fixos, sendo alterados mediante a aprovação da inclusão ou su-

pressão de determinados produtos na Instrução Normativa que rege o Repetro.

Como não é possível desagregar os dados oficiais do comércio exterior em produtos que usufruíram ou não do Repetro, as exportações e importações dos NCMs contempladas por esse regime especial poderiam superestimar o fluxo de

transações externas voltados para atender a indústria de petróleo e gás do Espírito Santo. Isso porque, essa lista contém produtos que não atendem exclusivamente ao setor de P&G. Por isso, a partir desta 5ª edição do Anuário da Indústria do Petróleo do Espírito Santo, optou-se por retirar os produtos reapetáveis de nossas análises do comércio exterior.

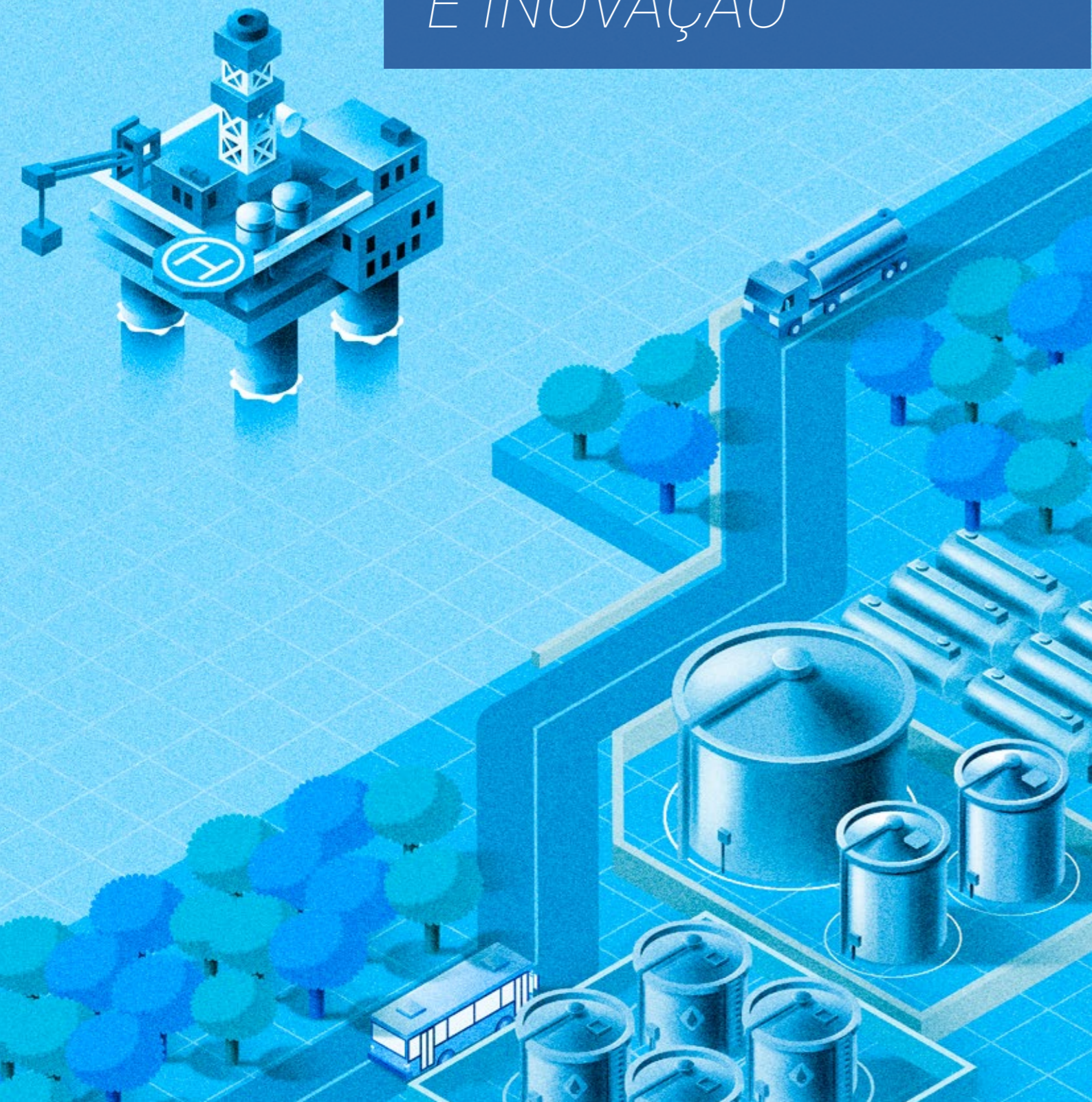
29. Importação, com suspensão total do pagamento dos tributos federais, no caso de bens empregados nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás com o compromisso de serem reexportados.

30. Exportação, sem que tenha ocorrido a saída do território aduaneiro, a partir da transferência da titularidade do bem para pessoa jurídica domiciliada no exterior.

31. Importação de insumos para a produção de bens destinados ao exterior com suspensão do PI, PIS importação, COFINS importação, e com isenção do AFRMM e do ICMS.

32. Nomenclatura Comum do Mercosul (NCM's) é um tipo de classificação para produtos importados e exportados.

## Capítulo 4

PESQUISA,  
DESENVOLVIMENTO  
E INOVAÇÃO

A inovação é um ponto chave para o desenvolvimento de soluções tecnológicas no setor de Petróleo e Gás (P&G). Posto isto, incentivar a pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) na indústria de P&G é fundamental para a manutenção da capacidade de produção e da competitividade do setor.

O desenvolvimento destas soluções perpassa por temas como produção, processamento, enge-

nharia de poço, segurança e meio ambiente, dentre outros. Estas inovações tornam-se fundamentais para o desenvolvimento de novas tecnologias para o setor e para a segurança dos trabalhadores. Neste contexto, a Cláusula de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) continua sendo um importante mecanismo de incentivo à produção de conhecimentos e de novas tecnologias para o setor.



2019

ANP aprovou a revisão do Regulamento Técnico ANP nº 3/2015.

As alterações ampliaram as possibilidades de atuação das instituições de pesquisa, incentivam a execução de projetos com parceria entre as universidades e as empresas e viabilizam a execução de novos modelos de projetos e programas

### 4.1. A cláusula de PD&I

Firmada nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, esta cláusula estabelece a aplicação de um percentual da receita bruta da produção em projetos e programas de pesquisa, desenvolvimento e inovação pelas empresas petrolíferas. Os valores gerados 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.

O financiamento destes projetos, via cláusula, teve início em 1998, ano subsequente à criação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97), porém só foi regulamentada em 2005 pela Resolução ANP nº 33/2005 e respectivo Regulamento Técnico ANP (nº 05/2005).

Em 2015, essa regulamentação foi

substituída pela a atual, começando a vigorar no ano subsequente. A partir desta última resolução, as empresas fornecedoras de bens e serviço de P&G e as empresas de base tecnológica puderam utilizar os recursos da cláusula. Além disso, estabeleceu-se normas, definições e procedimentos para os três modelos de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural existentes no país<sup>33</sup>.

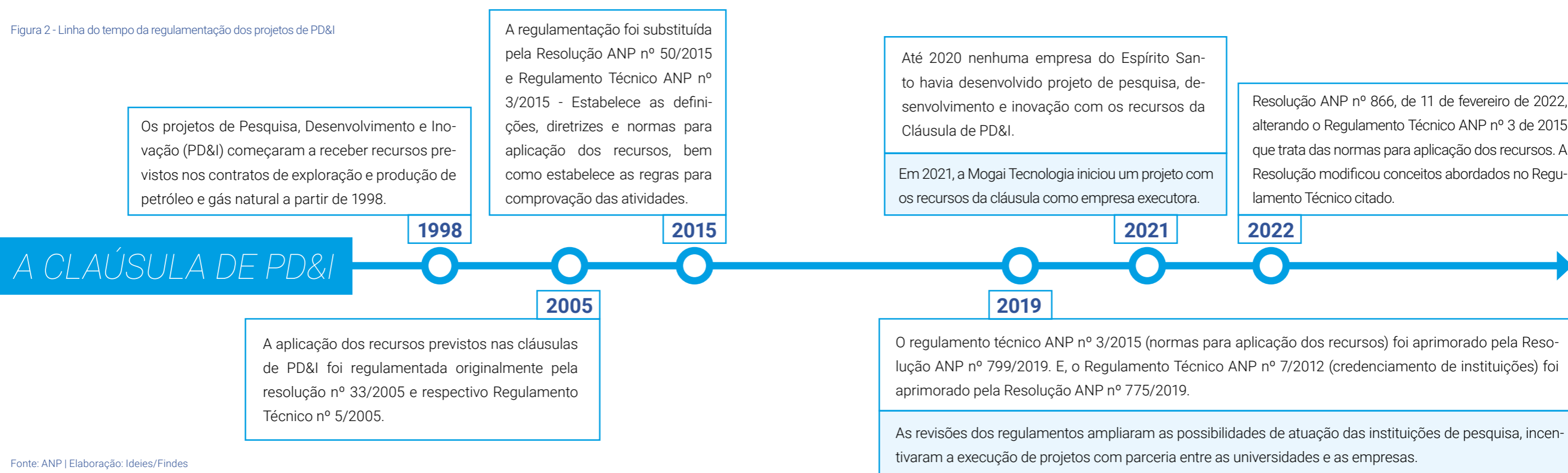
Em 2019 a ANP aprovou a revisão do regulamento e as alterações ampliaram as possibilidades de atuação das instituições de pesquisa e incentivam a execução de projetos com parceria entre as universidades e as empresas<sup>34</sup>. Essa mudança abriu a possibilidade da criação de um ambiente de inovação mais dinâmico, produtivo e com diversidades de atores.

33. Nos contratos de concessão, a cláusula de PD&I estabelece que os concessionários devem realizar despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento em valor correspondente a 1% (um por cento) da receita bruta da produção dos campos que pagam Participação Especial. Nos contratos de partilha de produção e de cessão onerosa, o valor da obrigação corresponde a, respectivamente, 1% (um por cento) e 0,5% (meio por cento) da receita bruta anual dos campos pertencentes aos blocos detalhados e delimitados nos respectivos contratos.

34. As alterações constam na resolução nº 799, de 2 de setembro de 2019, que está disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Pesquisa\\_Developmento/Investimentos\\_PDI/Regulamentacao\\_tecnica/resolucao-799-2019.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Pesquisa_Developmento/Investimentos_PDI/Regulamentacao_tecnica/resolucao-799-2019.pdf)



Figura 2 - Linha do tempo da regulamentação dos projetos de PD&amp;I



2022

Em fevereiro de 2022 a ANP aprovou a resolução que aperfeiçoa as normas para a aplicação de recursos de PD&I

A nova versão da resolução propõe maior clareza na elegibilidade de projetos de PD&I relacionados a energias renováveis e à transição energética, incluindo descarbonização, captura de CO<sub>2</sub> e estudos de caracterização e proteção ambiental.

## 4.2. Obrigações geradas pela cláusula de PD&I no Brasil

Entre 1998 e junho de 2021, a cláusula de PD&I gerou no Brasil aproximadamente R\$ 20,0 bilhões em volume de obrigações, sendo a Petrobras responsável por R\$ 17,3 bilhões (86,1%). Em 2020 (último ano com informações disponíveis para os 12 meses), o valor gerado em obrigações pela cláusula foi de R\$ 1,46 bilhões, queda de 24,4% em relação a 2019.

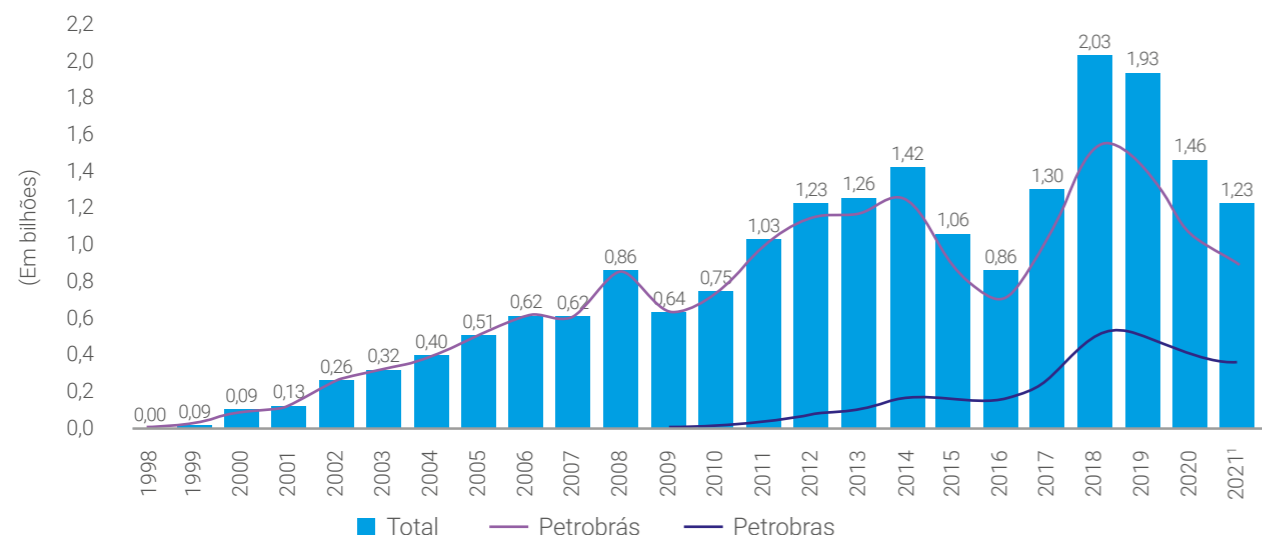
A participação relativa da Petrobras frente às demais empresas petrolíferas em 2020 foi de 72,6%. Apesar desse resultado ainda concentrado, verifica-se o aumento da participação das demais empresas, que era de 16,6% em 2015 e passou para 27,4% em 2020.

R\$ 1,47  
bilhão

foram gerados em obrigações pela cláusula PD&I em 2020, queda de 24,4% em relação a 2019

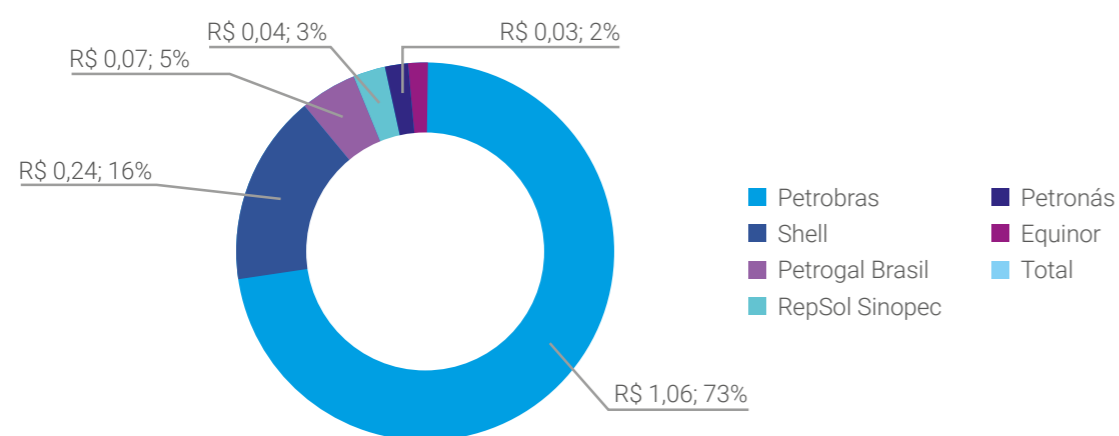


Gráfico 37 - Obrigações de Investimentos em P&D, por ano



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes  
\* até junho de 2021  
Informação retirada em: 25/10/2021

Gráfico 38 - Obrigações de Investimentos em P&D por Petrolífera, em bilhões (2020)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes  
Dado coletado em 25/10/2021

### 4.3. Projetos e programas desenvolvidos com o recurso da cláusula de PD&I

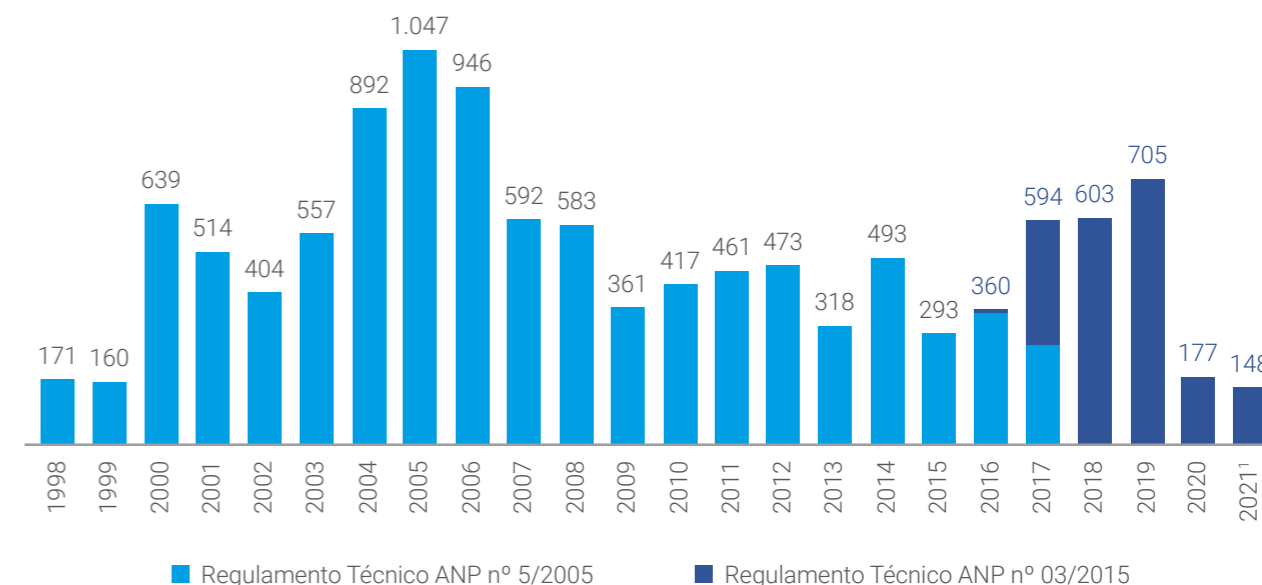
Entre 1998 e junho de 2021 foram desenvolvidos 11.908 projetos no Brasil financiados com recursos das obrigações geradas pela cláusula.

Ao comparar 2020 (177) com 2019 (705), a quantidade de projetos caiu 74,9% e foi o menor volume de projetos desde 1999 (160).

74,9%

foi a queda na quantidade de projetos gerados pela cláusula de PD&I entre 2019 (705) e 2020 (177)

Gráfico 39 - Número de projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Brasil



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes  
Dados até 29/09/2021  
Dado coletado em 25/10/2021

O pico no número de projetos desenvolvidos com os recursos da cláusula ocorreu em 2005 (1.047).

É importante ressaltar que a redução no número de projeto entre 2019 e 2020, está relacionado, principalmente, com os impactos da pandemia de Covid-19 sobre a economia mundial e brasileira. Diversos projetos desenvolvidos por instituições de pesquisas, por exemplo, demandam atividades presenciais, as quais foram suspensas por vários meses em 2020.

No Espírito Santo, entre 2000 e junho de 2021 foram desenvolvidos 90 projetos financiados com recursos das obrigações geradas pela cláusula. Destes projetos, 87 foram executados, ou estão em execução, pela UFES, 1 pelo IFES, 1 pela UCL

e 1 pela empresa Mogai Tecnologia.

A maior quantidade de projetos foi iniciada no ano de 2019 (16), significativamente maior ao comparar com 2018 (5) e o maior volume desde 2000, primeiro ano que ocorreu projeto no estado (segundo dados disponibilizados pela ANP). Nos anos 2001, 2009 e 2017 não foi realizado nenhum projeto. **Em 2020, os três projetos desenvolvidos no estado representaram 0,5% do total do Brasil.** Em 2019, essa representatividade foi de 2,5%.

Os projetos desenvolvidos no Espírito Santo abrangeram as áreas de pesquisas de abastecimento, exploração e produção, gás natural e temas transversais, subdividido em 8 temas e 12 subtemas (conforme figura 3).



90 projetos financiados com recursos das obrigações geradas pela cláusula PD&I foram desenvolvidos no Espírito Santo entre 2000 e 2021

- UFES | 87 projetos
- IFES | 1 projeto
- UCL | 1 projeto
- Mogai Tecnologia | 1 projeto

R\$ 49,2 milhões

foi o valor obtido pela cláusula de PD&I em 25 projetos desenvolvidos no Espírito Santo entre 2016 e junho de 2021

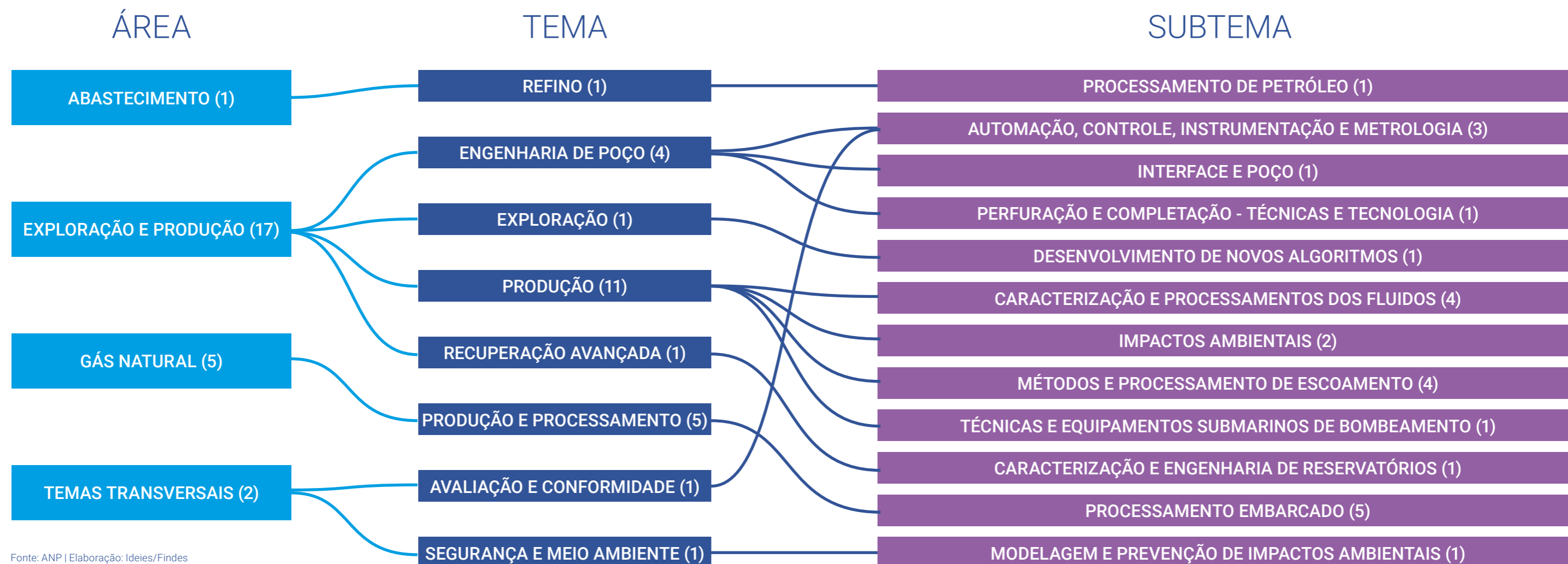


Considerando apenas os projetos do Regulamento Técnico ANP nº 03/2015, o qual é disponibilizado pela ANP informações mais detalhadas sobre os projetos e seus valores, entre 2016 e junho de 2021 foram realizados no Brasil 1.968 projetos com os recursos da cláusula, com um valor de R\$ 8,30 bilhões.

No Espírito Santo, avaliando os projetos do regulamento atual, foram realizados 25 projetos com os recursos da cláusula neste mesmo período, totalizando um valor de R\$ 49,15 milhões. Destes projetos, 24 foram executados pelas UFES e 1 pela Mogai Tecnologia.

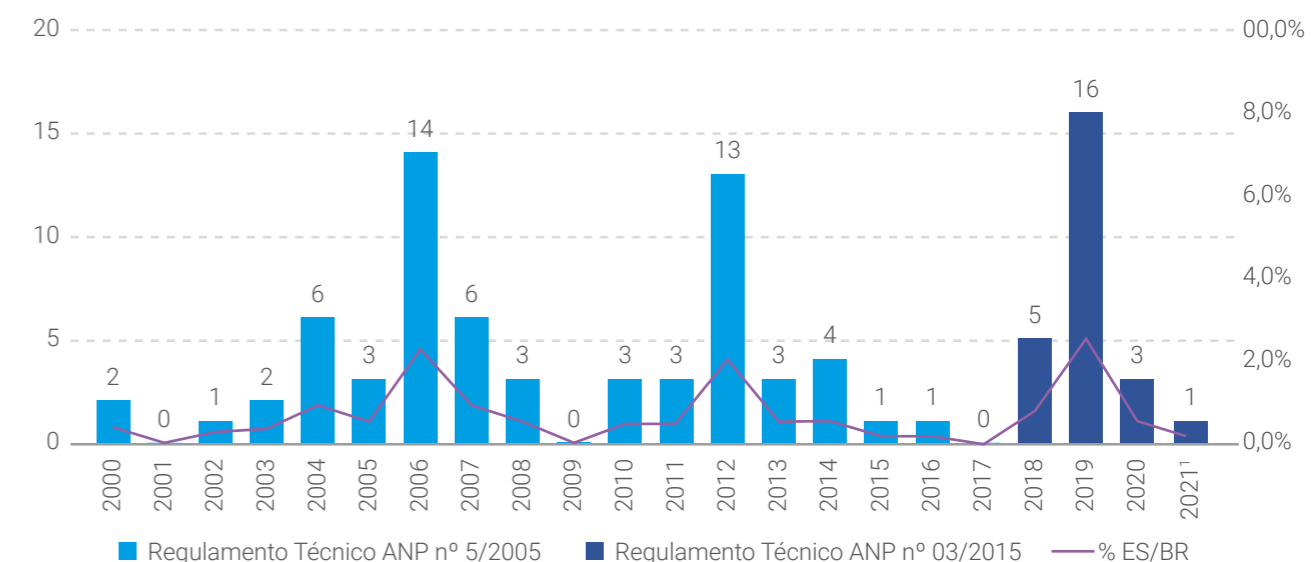
Os projetos desenvolvidos no Espírito Santo pesquisaram abastecimento, exploração e produção, gás natural e temas transversais, subdivididos em 8 temas e 12 subtemas

Figura 3 - Área, tema e subtema dos Projetos - Espírito Santo



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Gráfico 40 - Projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Espírito Santo (nº de projetos)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes  
 Dados até 29/09/2021  
 Dado coletado em 25/10/2021

## 4.4. Financiadores e executores dos projetos financiados pela cláusula de PD&I

Os projetos de pesquisa e desenvolvimento realizados com recursos da cláusula podem ser executados pela empresa petrolífera, por instituições de pesquisa e por

empresas brasileiras. No caso das duas últimas, os estudos desenvolvidos visam atender as demandas específicas das empresas de extração e produção de petróleo.

Um projeto de PD&I pode ser executado por uma ou mais empresas ou instituições credenciadas e financiado por uma ou mais empresas petrolíferas.

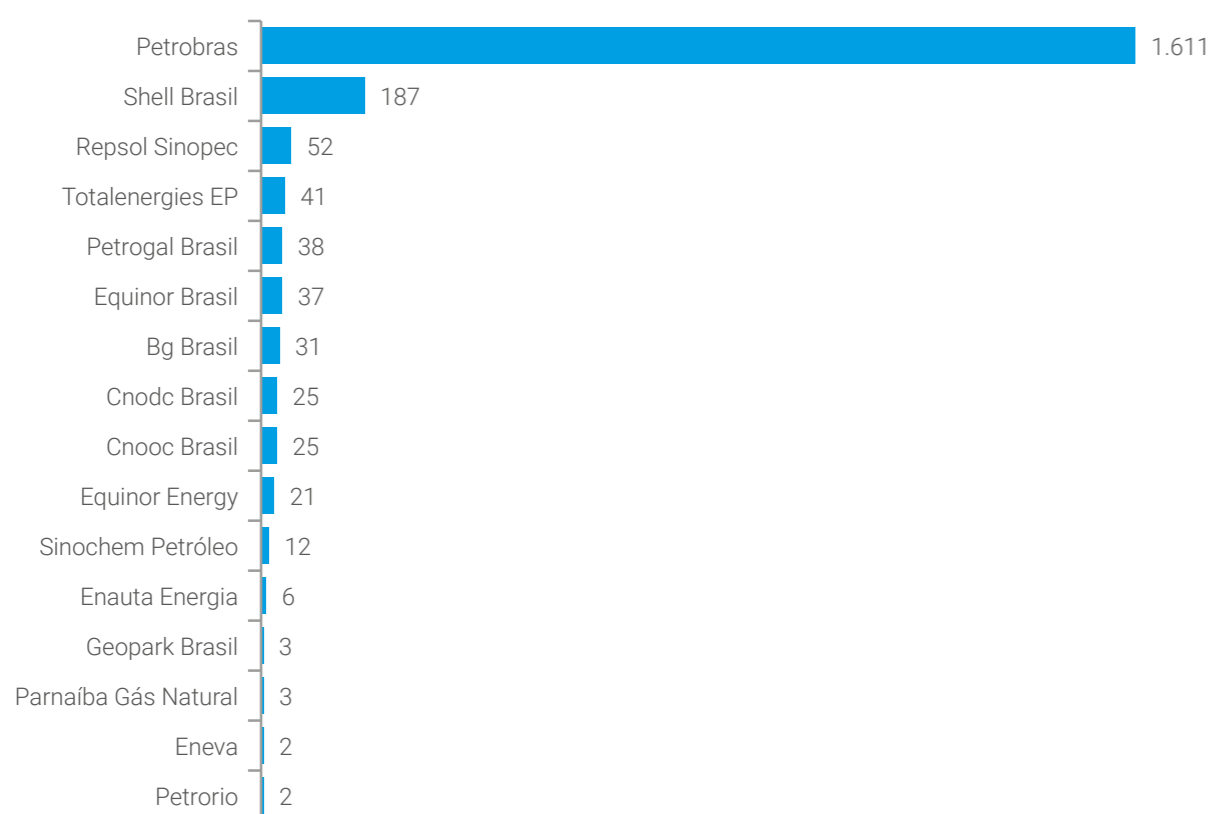
### 4.4.1. Principais empresas financiadoras e executoras

A Petrobras se destaca na quantidade de projetos financiados (1.611), como era de se esperar, visto que a empresa também gera maior volume

em recursos de obrigações em PD&I. A Shell Brasil, com 187 projetos financiados, assume a segunda posição como maior empresa finan-

ciadora de projetos de PD&I. No Espírito Santo, a empresa financiadora de todos os projetos foi a Petrobras.

Gráfico 41 - Quantidade de projetos iniciados por financiador, no Brasil



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Nota: O total de projetos ultrapassa 1.968 visto que um projeto pode ter mais de uma empresa financiadora.

Dados até 29/09/2021

Dado coletado em 25/10/2021

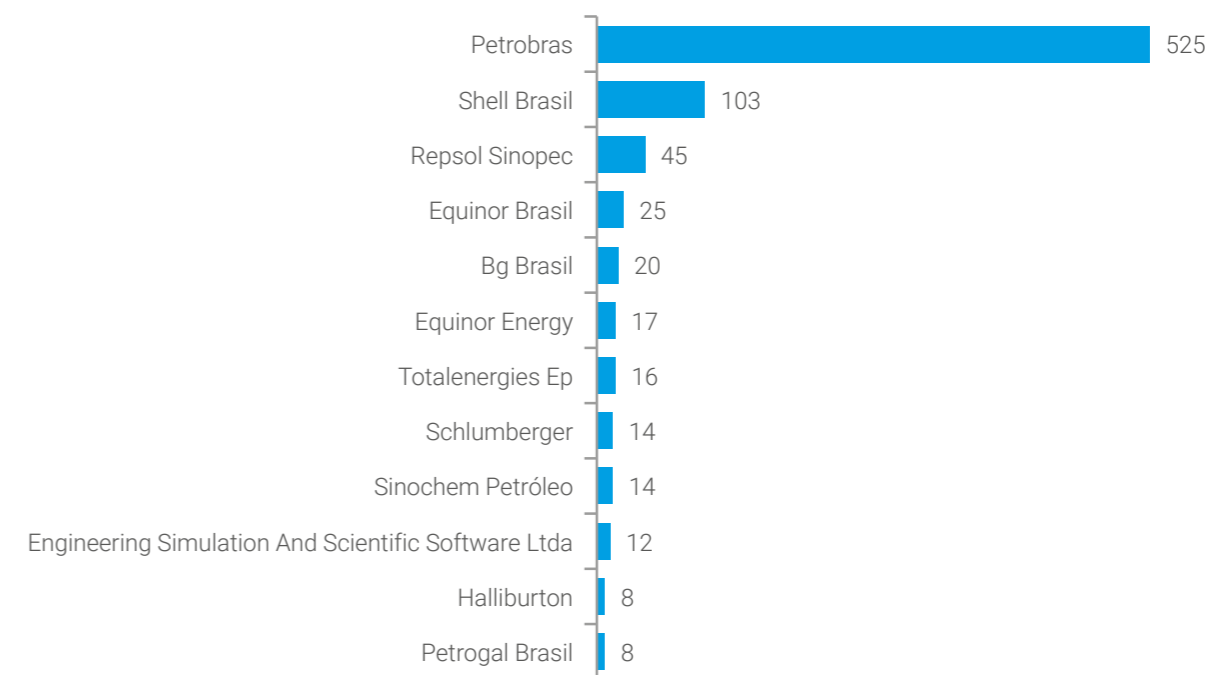
Em relação às empresas executoras destes projetos, a Petrobras também se destaca, tendo participado de 525 projetos, seguido pela Shell (103 projetos) e Repsol Sinopec (45 projetos). Até 2020 nenhuma empresa do Espírito Santo havia desenvolvido projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação com esses recursos. Porém, o estado já mostrava potencial para tanto, destacando-se em editais no

setor de petróleo e gás, como no Desafio de Digitalização da Repsol-Sinopec<sup>35</sup>, na Chamada 2019 do FindesLab com o desafio da Shell Brasil<sup>36</sup>, no Edital Conexões para a Inovação da Petrobras e do Senbrae<sup>37</sup>, e na Missão Digital de Petróleo e Gás 2020, da ApexBrasil<sup>38</sup>.

Em 2021, a empresa Capixaba Mogai, que atua no ramo da tecnologia de ponta, foi a primeira

**Mogai**  
foi a primeira empresa do Espírito Santo a desenvolver projeto com recursos da Cláusula PD&I da ANP.

Gráfico 42 - Quantidade de projetos iniciados pelas principais empresas executoras, no Brasil



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Nota: O total de projetos ultrapassa 1.968 visto que um projeto pode ter mais de uma empresa financiadora.

Dados até 29/09/2021

Dado coletado em 25/10/2021

35. Das cinco empresas aprovadas no edital, duas eram capixabas: a Mogai e a Factum. O desafio era desenvolver novas soluções tecnológicas para o setor, por meio de técnicas de inteligência artificial, equipamentos robóticos, modelagem computacional ou digitalização.

36. O desafio da Shell foi protagonizado pelas empresas capixabas, com 14 projetos submetidos e 1 selecionado, da startup capixaba Dersalis.

37. Neste edital, 2 empresas capixabas foram selecionadas na 1ª fase: Mogai e Wize Company.

38. Para esse programa, foram registradas 150 inscrições em todo país, sendo 75 validadas. Das 30 empresas selecionadas na fase 1 (inovação), 6 são capixabas: Endserv, 2Solve, Inside, Marca Ambiental, R1 Engenharia e Vixteam, que foram indicadas pela Shell, Petrobras, Equinor e Eneva, operadoras participantes da missão. A missão ainda teve 4 capixabas (2solve, Orion, R1 Engenharia e VPS Group) dentre as 25 empresas selecionadas para a fase 2, que trata da internacionalização, com capacitação, agendas customizadas para desenvolvimento de negócios internacionais e acesso a conteúdo do setor.



No Espírito Santo há 3 instituições credenciadas na ANP para execução de projetos com recursos provenientes de Cláusula PD&I:

**1. Universidade Federal do Espírito Santo (UFES)**  
17 unidades de pesquisa

**2. Instituto Federal do Espírito Santo (IFES)**  
4 unidades de pesquisa

**3. Universidade de Vila Velha (UVV)**  
1 unidade de pesquisa

empresa do Espírito Santo a desenvolver um projeto com os recursos da Cláusula de PD&I da ANP. O objetivo do projeto é reduzir o custo com a corrosão das plataformas<sup>39</sup>.

#### 4.4.2. Principais instituições executoras

No Brasil, até 20 de setembro de 2021, haviam 165 instituições de pesquisas cadastradas na ANP para a execução de projetos com recursos provenientes de Cláusula de PD&I. Estas instituições desmembram-se em 1.013 unidades de pesquisa. O estado com mais instituições cadastradas foi o Rio de Janeiro (33), seguido por São Paulo (25).

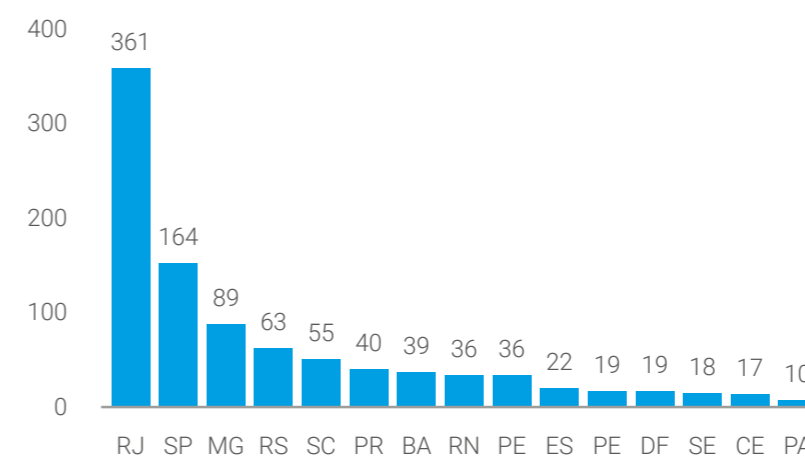
No Espírito Santo há 3 instituições credenciadas: a Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), o Instituto Federal do Espírito Santo (IFES) e Universidade de Vila Velha (UVV). Estas 3 instituições juntas possuem 22 unidades de pesquisa cadastradas, sendo que 17 estão localizadas na UFES, 4 no IFES e 1 na UVV.

Gráfico 43 - Instituições credenciadas no Brasil, por estado (acima de 3 instituições)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes  
Nota: MT, PA, PI e RN possuem 2 instituições; AC, AL, AP, GO, MA, RR e TO possuem 1 instituição; RO não possui instituição credenciada.

Gráfico 44- Unidades de pesquisa credenciadas no Brasil, por estado (10 ou mais unidades de pesquisa)

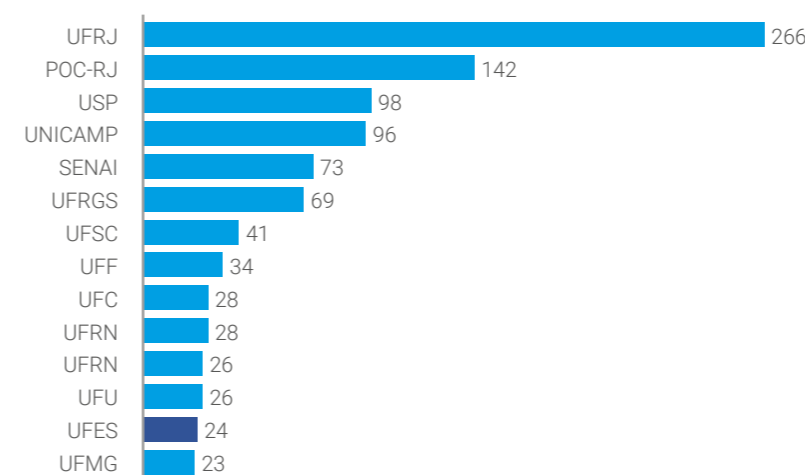


Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes  
Nota: MT, PA, PI e RN possuem 2 instituições; AC, AL, AP, GO, MA, RR e TO possuem 1 instituição; RO não possui instituição credenciada.

Analisando as principais instituições executoras dos projetos iniciados no Brasil com os recursos da Cláusula de PD&I, a UFRJ teve participação em 266 projetos, a

PUC-RJ em 142, a USP em 98 e a Unicamp em 96. A Universidade Federal do Espírito Santo (UFES) executou 24 projetos utilizando os recursos da cláusula.

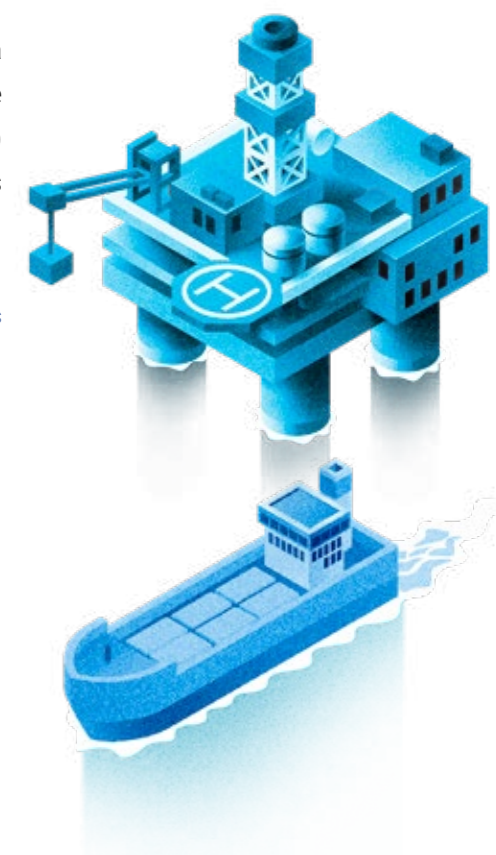
Gráfico 45 - Quantidade de projetos iniciados de acordo com as principais instituições executoras, no Brasil



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes  
Nota: Um projeto pode ter mais de uma instituição executora.  
Dados até 29/09/2021  
Dado coletado em 25/10/2021

24

é o número de projetos utilizando a Cláusula de PD&I executados pela Universidade Federal do Espírito Santo (UFES)



39. Essa redução se dará a partir da adequação da câmera 3D da Mogai usada em mineração, para uso integrado à outras ferramentas de

gestão dos ativos industriais no que se refere à pintura industrial e monitoramento da corrosão. A solução proposta auxiliará no diagnóstico da

corrosão ou degradação da pintura a partir de câmeras 3D de fácil uso e adaptadas ao ambiente de plataformas de petróleo.

A pequena quantidade de unidades de pesquisa no Espírito Santo explica, em alguma medida, os apenas 90 projetos/programas desenvolvidos dentro do estado, com três possíveis motivos em particular:

(i) A reduzida quantidade de professores, de bolsistas e de laboratórios presentes nessas unidades de pesquisa;

(ii) A complexidade e prazo de duração dos projetos e programas;

(iii) As obrigações dos docentes em outras atividades acadêmicas.

Esses pontos, em conjunto, revelam porque as unidades de pesquisas têm fôlego limitado para receber os investimentos da Cláusula de PD&I. Uma opção para aumen-

tar a quantidade de projetos com recurso desta cláusula é, portanto, o aumento do número das unidades de pesquisa cadastradas, bem como a continuidade de ampliação de envolvimento de empresas em busca dos recursos da cláusula.

## BOX 2 – O PAPEL DO SENAI NO DESENVOLVIMENTO DE PROJETOS INOVADORES



# 26

institutos de inovação

# 62

institutos de tecnologia

A evolução dos projetos financiados pela Cláusula de PD&I da ANP é importante para o desenvolvimento da indústria de P&G, sendo uma estratégia de fomento fundamental para a ampliação do mercado e desenvolvimento de novas tecnologias. O Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (Senai), sob a organização e administração da Confederação Nacional das Indústrias (CNI) e das Federações de Indústrias, é um dos cinco maiores complexos de educação profissional do mundo e o maior da América Latina e pode contribuir para o avanço dos projetos e do processo tecnológico do setor.

Além de ofertar educação profissional (desde a sua iniciação até a graduação e pós-graduação tecnológica), o Senai possui 26 Insti-

tutos de Inovação e 62 Institutos de Tecnologia, os quais desenvolvem produtos e processos de alta complexidade e oferecem serviços tecnológicos para a indústria.

Os Institutos de Inovação estão presentes nos estados do Rio de Janeiro (4), Bahia (4), São Paulo (3), Minas Gerais (3), Santa Catarina (3), Rio Grande do Sul (2), Paraná (2), Pernambuco (1), Rio Grande do Norte (1), Mato Grosso do Sul (1), Amazonas (1) e Pará (1). O foco de atuação destes Institutos é a pesquisa aplicada, desenvolvimento de novos produtos e soluções customizadas, trabalhando desde a fase pré-competitiva do processo inovativo até a etapa final de desenvolvimento, quando o novo produto está prestes a ser fabricado pela indústria.

Os Institutos de Tecnologia atuam fortemente na prestação de serviços técnicos especializados de metrologia e consultoria e desenvolvem soluções com base nas tecnologias existentes para criar novos processos e produtos, por meio das 62 unidades presentes em 17 estados do Brasil.

O Espírito Santo possui um Instituto Senai de Tecnologia em Eficiência Operacional, que apoia as

empresas capixabas na busca por melhoria de processos e na transferência tecnológica com soluções personalizadas para a otimização de recursos e a redução de desperdícios na indústria. O Instituto possui um portfólio de serviços voltados para as áreas de metrologia, consultoria, pesquisa e desenvolvimento e serviços técnicos especializados.

O Espírito Santo possui um Instituto Senai de Tecnologia em Eficiência Operacional

Tabela 8 - Áreas de atuação do Instituto Senai de Tecnologia em Eficiência Operacional do Espírito Santo

Áreas de atuação	Descrição	
Metrologia	Verificação do desempenho e da qualidade dos produtos e processos. Além de realizar avaliações, o instituto atua como agente de conexão entre empresas com a rede nacional de laboratórios para ensaios e calibrações.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ensaios mecânicos</li> <li>• Ensaios não destrutivos</li> </ul>
Consultoria	Os trabalhos de diagnóstico, de assessoria técnica e de solução de problemas das indústrias são a principal linha de atuação do instituto. Destacam-se as consultorias em processo produtivo que são customizadas conforme a demanda das empresas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consultoria em lean manufacturing</li> <li>• Eficiência energética e fontes alternativas de energia</li> <li>• Implantação de programas de produção mais limpa</li> <li>• Avaliação do ciclo de vida</li> <li>• Consultoria em planejamento e controle dos processos produtivos</li> <li>• Adequação de máquinas para atendimento a normas</li> <li>• Licenciamento ambiental, auditoria e elaboração de programas</li> <li>• Estudo de Impacto Ambiental (EIA-Rima)</li> <li>• Implantação de Normas ABNT - ISO 14001, 17025 e 50001</li> <li>• Consultoria em automação de processos</li> <li>• Consultoria em Sensoriamento e Digitalização</li> <li>• Consultoria em Simulação e otimização de processos</li> </ul>
Sistemas Inteligentes	O desenvolvimento tecnológico tem papel fundamental no ganho de produtividade e de eficiência operacional e consolida-se como um desafio à indústrias.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gamificação e Plataformas EAD</li> <li>• Design Instrucional</li> <li>• Realidade Virtual e Aumentada</li> <li>• Projeto de Protótipos, Dispositivos e Produtos</li> <li>• Software w Plataformas, IOT (internet das coisas)</li> <li>• Aprendizado de Máquinas / Inteligência Artificial</li> <li>• Mineração de dados.</li> </ul>
Serviços Técnicos Especializados	Serviços operacionais padronizados e fundamentados em normas e procedimentos sistematizados. Esses serviços têm como foco o aumento da eficiência de processos produtivos e de produtos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desenvolvimento de modelagens</li> <li>• Diagnósticos e inventários ambientais</li> <li>• Mapa de corte</li> </ul>

Fonte: Senai. Elaboração: Ideies / Findes

O Senai está autorizado a realizar projetos com os recursos da Cláusula de PD&I como instituição executora

10

instituições estaduais do Senai desenvolveram projetos com os recursos da Cláusula de PD&I entre 2016 e setembro de 2021

73

projetos foram iniciados com os recursos da cláusula PD&I através de 17 unidades de pesquisa do Senai (que são os Institutos de Inovação ou de Tecnologia)

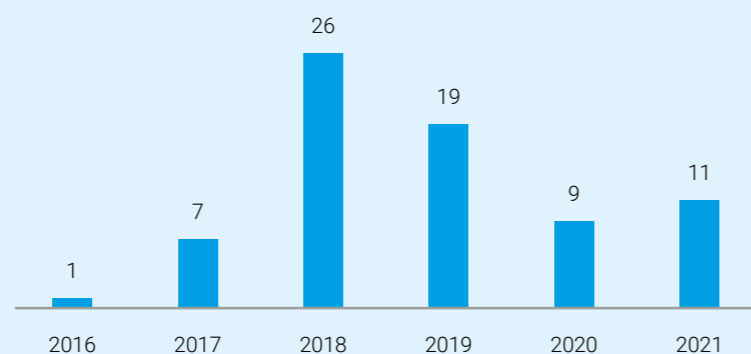
O Senai está autorizado a realizar projetos com os recursos da Cláusula de PD&I como instituição executora. Para tanto, o Senai de cada estado precisa cadastrar os Institutos de Inovação ou os Institutos de Tecnologia como unidades de pesquisa na ANP. Atualmente, o Senai possui 38 unidades de pesquisa cadastradas e aptas para desenvolverem projetos com os recursos da cláusula, distribuídas em diferentes estados.

Entre 2016 e 2021, 73 projetos foram iniciados com os recursos da cláusula através de 17 unidades de pesquisa do Senai (que são os Institutos de Inovação ou de Tecnologia). Destes projetos, 22 foram desenvolvidos em parcerias com empresas executoras e 51 foram executados individualmente pelos institutos do

Senai. Estes projetos abrangeram as áreas de abastecimento, biocombustíveis, exploração e produção de petróleo, gás natural, regulação do setor de petróleo e temas transversais (como, por exemplo, segurança e meio ambiente).

Estes números evidenciam o potencial do Senai em contribuir para o ecossistema de inovação no Brasil e para o desenvolvimento de novas tecnologias para o setor de Petróleo e Gás, contribuindo para o seu desenvolvimento tanto no mercado nacional como no internacional. Além disso, o Senai tem um potencial enorme ao ser um elo entre a universidade e a indústria, além de ser também o maior formador de profissionais para a indústria brasileira.

Gráfico 46 - Quantidade de projetos iniciados/executados com os recursos da Cláusula de PD&I pelo SENAI, por ano



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes  
Dados até 29/09/2021  
Dado coletado em 25/10/2021

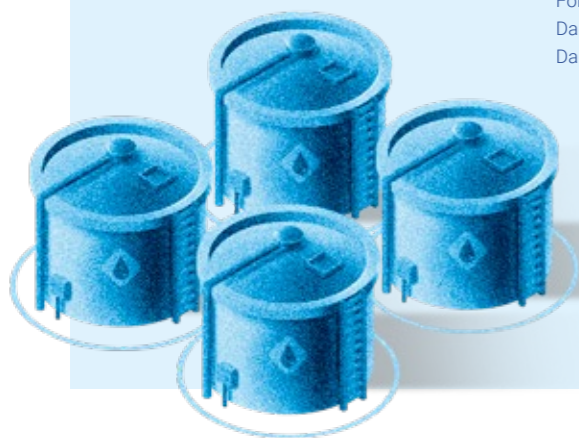


Figura 4 - Área e tema dos Projetos – Senai



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes  
Dados até 29/09/2021  
Dado coletado em 25/10/2021

Em março de 2022, um projeto da startup capixaba Dersalis em conjunto com a Shell, desenvolvido no 1º Programa de Empreendedorismo Industrial, venceu o prêmio internacional Gartner Power of the Profession Supply Chain Award. A parceria Dersalis-Shell, intermediada pelo Findeslab, ficou em primeiro lugar na categoria People Breakthrough of the year, com o projeto "Uso do Smartwatch para segurança e cuidado dos funcionários".

Além do Findeslab, o projeto também contou com a atuação do Senai para o desenvolvimento do protótipo do dispositivo. Três Institutos Senai estiveram envolvidos: o Instituto Senai de Tecnologia em Eficiência Operacional (IST-EO), localizado no Espírito Santo; o Instituto Senai de Tecnologia em Eletrônica e Automação; e o Instituto Senai de Inovação em Manufatura Avançada e Microfabricação, ambos localizados em São Paulo.



## Capítulo 5

OPORTUNIDADES  
PARA O ESPÍRITO  
SANTO

O cenário dos próximos anos para o setor de petróleo e gás será marcado pela queda de investimentos globais e a manutenção da produção em áreas priorizadas pelas grandes petroleiras. Não obstante, esse novo plano de fundo requer maior adaptabilidade e previsibilidade dos atores envolvidos. O Espírito Santo será impactado pelos

projetos prioritários das grandes petroleiras e também pelo novo mercado de pequenas e médias empresas atuando em novas áreas do setor. As oportunidades podem ser sintetizadas em cinco grupos: i) Investimentos Anunciados ii) Oferta Permanente iii) Plano de desinvestimento da Petrobras iv) Descomissionamento de instalações



## 5.1. Investimentos anunciados

26,5%

foi a queda média anual no fluxo de investimento global segundo a plataforma FDI Markets, alcançando US\$ 536 bilhões

4,1%

é o crescimento esperado da economia global para 2022 segundo projeção do Banco Mundial

De acordo com a plataforma FDI Markets, entre 2018 e 2020, o fluxo de investimentos global registrou uma queda média anual de 26,5%, alcançando em 2020 US\$ 536 bilhões. O patamar registrado foi o menor da série histórica, que teve início em 2003. O desempenho insatisfatório é explicado, em grande medida, pela eclosão da pandemia global do novo coronavírus, em 2020, que fez postergar decisões de investimento em todo o mundo. E, também pelo cenário macroeconômico não favorável das principais economias do mundo o que provocou a queda de investimentos em setores tradicionais como petróleo e gás, carvão, setor imobiliário e setor químico.

Para os próximos anos, a tendência é que o fluxo de investimentos global retorne para valores mais expressivos. A base para essa afirmação reside na projeção de crescimento de 4,1% da economia

global para 2022, sinalizada pelo Banco Mundial. De acordo com a instituição, o mundo crescerá em um ritmo mais acelerado após a recessão provocada pela crise sanitária da covid-19. Com o avanço da vacinação contra a enfermidade, haverá maior necessidade de investimentos para o retorno ao nível da atividade global nos patamares anteriores à recessão.

Os principais setores responsáveis pelos investimentos globais no período entre 2018 e 2020 foram os setores de energias renováveis (10,1%) e o setor de petróleo e gás natural (9,3%). O setor de petróleo e gás registrou uma queda média anual de 31,2% nos três anos de análise e, mesmo com a queda expressiva, continuou com um montante de investimentos expressivos no cenário global. Em contrapartida, o setor de energias renováveis registrou um aumento médio anual de 4,7% na mesma comparação (gráfico 47).

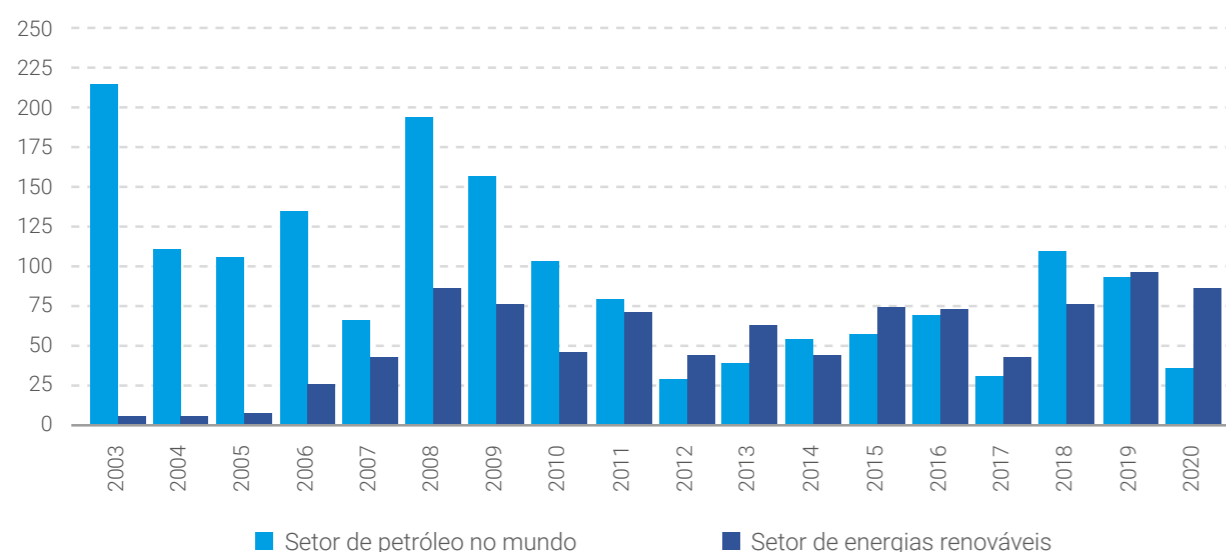


O maior volume de investimentos em energias renováveis está relacionado com a crescente preocupação de líderes globais na transição energética, visando a redução de emissões de CO2 e, por consequência, atenuar os efeitos do aquecimento global.

As principais petroleiras do setor de petróleo e gás passaram por mudanças significativas na composição de seus investimentos, desde a eclosão da pandemia da Covid-19. As companhias passaram a priorizar projetos de investimentos com maior retorno, apostando no planejamento de projetos já consolidados de exploração e produção de petróleo e gás natural, que demandaram menor volume de capital investido.

Neste cenário, parte da capacidade de investimentos global do setor foi absorvido pelo setor de energias renováveis. O maior volume de investimentos em energias renováveis está relacionado com a crescente preocupação de líderes globais na transição energética, visando a redução de emissões de CO2 e, por consequência, atenuar os efeitos do aquecimento global.

Gráfico 47 - Investimento no setor de petróleo no mundo (em bilhões US\$)



Fonte: FDI Markets | Elaboração: Ideies/Findes

# 754

é o número de sinais de investimento em todo o mundo para o setor de petróleo e gás natural

De acordo com a plataforma FDI Markets, atualmente existem 754 sinais de investimentos em todo o mundo para o setor de petróleo e gás natural. O Brasil é citado em 26 projetos, 3,44% do total. Os projetos que mencionam o Brasil são, em sua maioria, provenientes de novas estratégias de investimento ou ainda expansão de projetos já consolidados. As origens do capi-

tal a ser investido são provenientes, principalmente, da Espanha, Reino Unido e Noruega. O Brasil concorre por receber esses investimentos com países como a Índia, México, África do Sul e países da América do Sul como o Peru, Argentina, Bolívia e Colômbia.

No Espírito Santo, de acordo com o levantamento de investimentos

realizado pelo Ideies, estima-se que o estado receberá até 2025 o total de R\$ 8,1 bilhões em investimentos no setor de petróleo e gás. No total, foram levantados 7 projetos no Estado, envolvendo principalmente as empresas Petrobras, Karavan Oil and Gas e Shell. O destaque é o projeto Integrado do Parque das Baleias (IPB).

O projeto Integrado do Parque das Baleias (IPB) possui como pretensão aumentar o fator de recuperação de óleo e gás através da otimi-

zação da atual malha de drenagem, com a interligação de uma nova FPSO<sup>40</sup>. Em novembro de 2021, foi assinado uma carta de intenções entre a Petrobras e a empresa Yinson para afretamento e prestação de serviços da nova FPSO, que possui como previsão o início das operações em 2024. Atualmente, o projeto está no Plano Estratégico da Petrobras 2022-2026 e consta com um investimento total de R\$ 5,0 bilhões. A tabela 9 apresenta os principais projetos levantados na Bússola do Investimento do Ideies.

# R\$ 8,1 bilhões

em investimentos são esperados no setor de petróleo e gás natural no Espírito Santo até 2025

Tabela 9 - Principais investimentos anunciados no setor de Petróleo e Gás no Espírito Santo para os próximos 5 anos

Investidor	Projeto	Setor	Município	Valor (milhões R\$)	Status do projeto
Petrobras	Integrado do Parque das Baleias (IPB).	Petróleo e Gás	Anchieta, Piúma, Itapemirim, Marataízes e Presidente Kennedy	5.000	Em licitação
Karavan Oil & Gas	Oportunidade de investimento em áreas de exploração e produção no Plano de Desinvestimento da Petrobras	Petróleo e Gás	São Mateus, Conceição da Barra e Jaguaré	1.000	Em execução
Shell Brasil	Desenvolvimento e Produção dos campos do Litoral Sul do Espírito Santo.	Petróleo e Gás	Anchieta, Piúma, Itapemirim, Marataízes e Presidente Kennedy	1.000	Em execução
PetroRio	O projeto de Wahoo contempla a perfuração de poços e a conexão entre os poços e o FPSO de Frade.	Petróleo e Gás	Presidente Kennedy	800	Em execução
ESGÁS	Ampliar a rede de distribuição em mais de 292 mil metros e ligar mais de 96 mil novos consumidores	Petróleo e Gás	Espírito Santo	260	Planejamento
Imetame	A empresa adquiriu, junto à Petrobras, a totalidade de participações nos campos terrestres do polo Lagoa Parda.	Petróleo e Gás	Linhares	40	Em execução
ESGÁS	Interligação da rede de distribuição de Linhares ao gasoduto de transporte Cacimbas-Catu, para ampliar a capacidade de fornecimento ao município de Linhares.	Petróleo e Gás	Linhares	40	Em execução
Total				8.140	

Fonte: IJSN, Petrobras, ESGÁS, Bandes e Brasil Energia | Elaboração: Ideies/Findes

40. A área do parque é formada pelas áreas de Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote e Pirambu.

## 5.2. Oferta Permanente

A Oferta Permanente consistia, até dezembro de 2021, na oferta contínua de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais localizados em quaisquer bacias terrestres ou marítimas, com exceção dos blocos localizados no polígono do pré-sal, nas áreas estratégicas ou na Plataforma Continental além das 200 milhas náuticas e as áreas autorizadas a compor a 17ª e a 18ª Rodadas de Licitações.

Em dezembro de 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) autorizou a agência 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. Para as áreas localizadas no polígono do pré-sal ou em áreas estratégicas, a oferta deverá ser precedida por determinação específica do CNPE.

Em janeiro de 2022, o conselho autorizou a licitação de 11 blocos na Oferta Permanente sob o regime de partilha de produção, aprovando os parâmetros técnicos e econômicos. Dessa forma, a Oferta Permanente possui os regimes de concessão e de partilha de produção.

Em todo o território nacional, estão em oferta sob o regime de concessão para a Oferta Permanente 1.068 blocos exploratórios localizados em 17 bacias sedimentares. Além destes, estão em estudo sob o regime de concessão 350 blocos exploratórios em 6 bacias sedimentares brasileiras e 10 áreas com acumulações marginais em 5 bacias terrestres. As áreas em estudo estarão disponíveis para a Oferta Permanente logo após sejam finalizados os pareceres ambientais e a realização da audiência pública, promovida pela ANP.

No Espírito Santo, estão disponíveis 44 blocos exploratórios sendo 21 blocos na parte terrestre e 23 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. De acordo com o cronograma divulgado pela ANP, a sessão pública para apresentação de ofertas está marcada para abril de 2022. As figuras 7 e 8 apresentam as áreas em oferta em terra e mar, respectivamente.

### ÁREAS EM OFERTA NO ESPÍRITO SANTO

#### REGIME DE CONCESSÃO 44 blocos exploratórios:

21 blocos na parte terrestre  
23 blocos na parte marítima

Apresentação de ofertas:  
abril de 2022

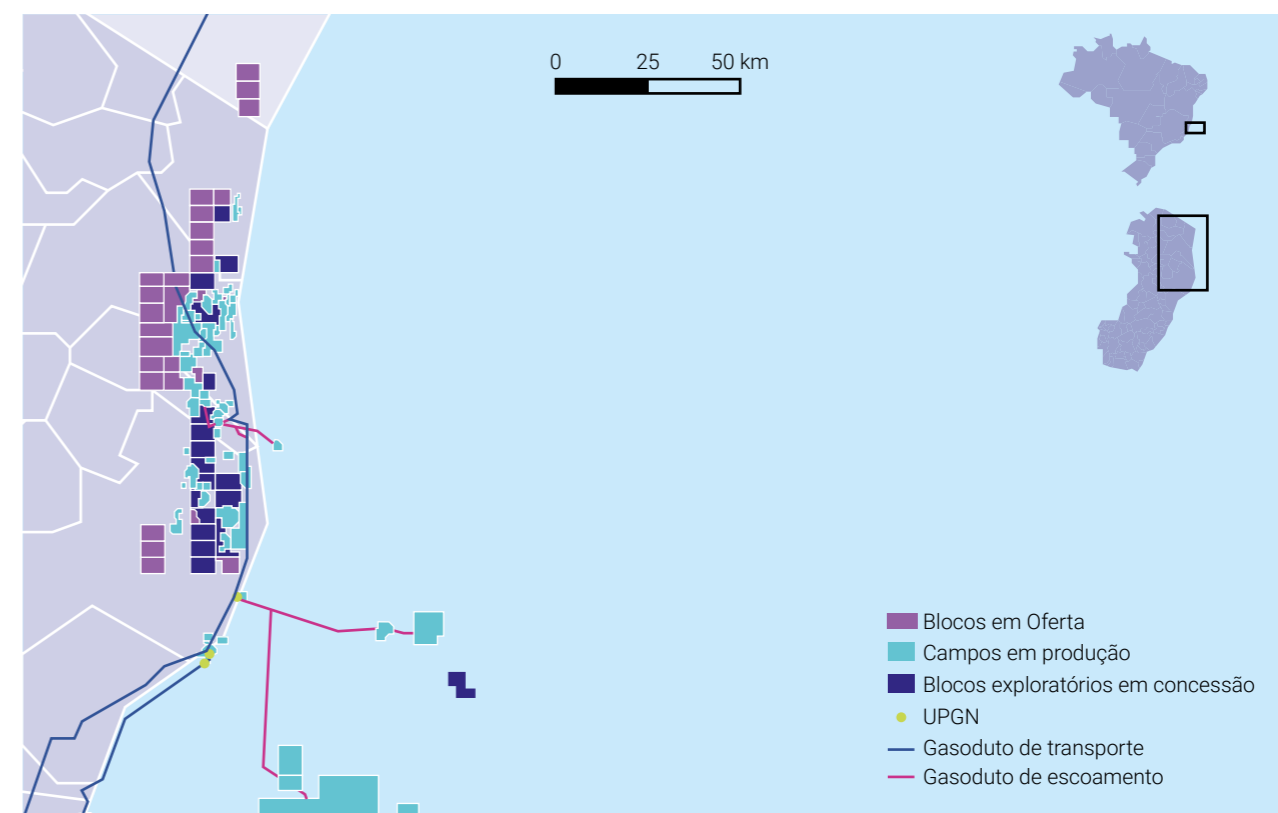
REGIME DE PARTILHA  
Área de Turmalina  
Audiência Pública:  
março de 2022

### ÁREAS EM ESTUDO NO ESPÍRITO SANTO

#### REGIME DE CONCESSÃO ACUMULAÇÕES MARGINAIS

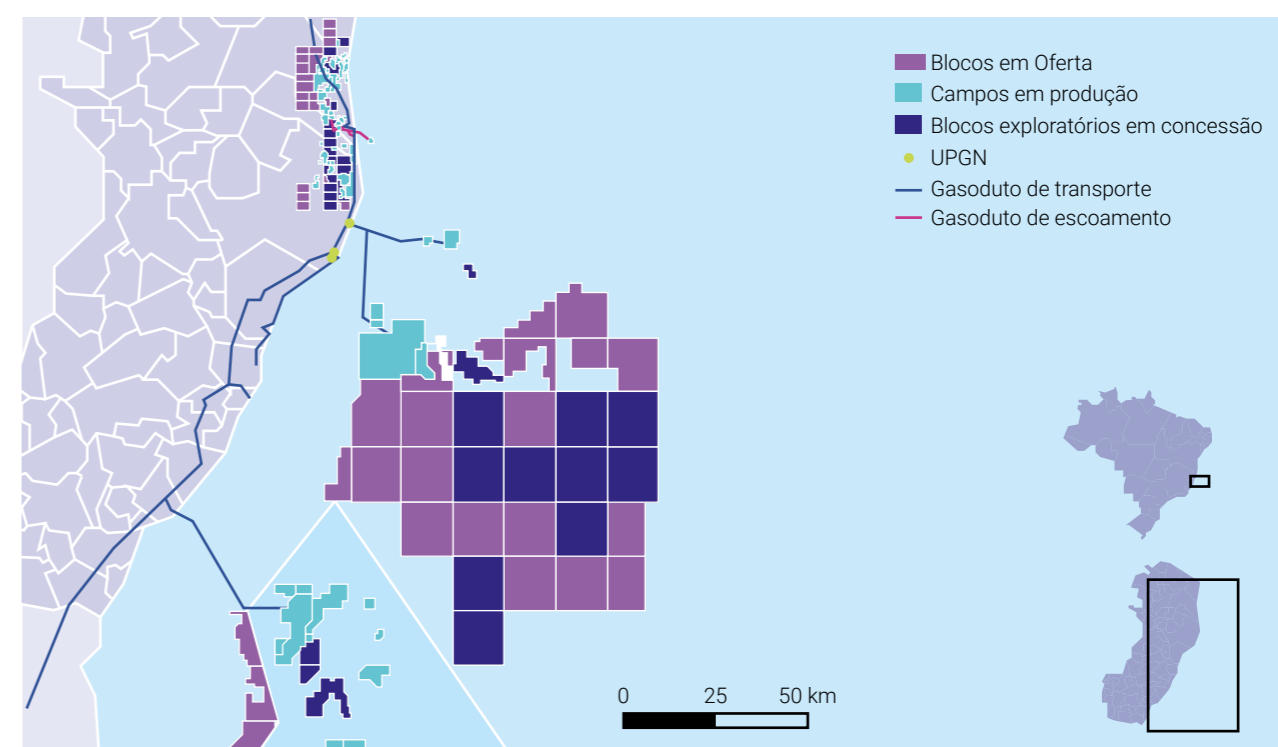
6 áreas terrestres:  
Barra do Ipiranga  
Rio São Mateus Oeste  
Mariricu Oeste  
Nativo Oeste  
Jacupemba  
Rio Itaúnas Leste

Figura 5 - Blocos exploratórios terrestres em oferta na Oferta Permanente



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Figura 6 - Blocos exploratórios marítimos em oferta na Oferta Permanente



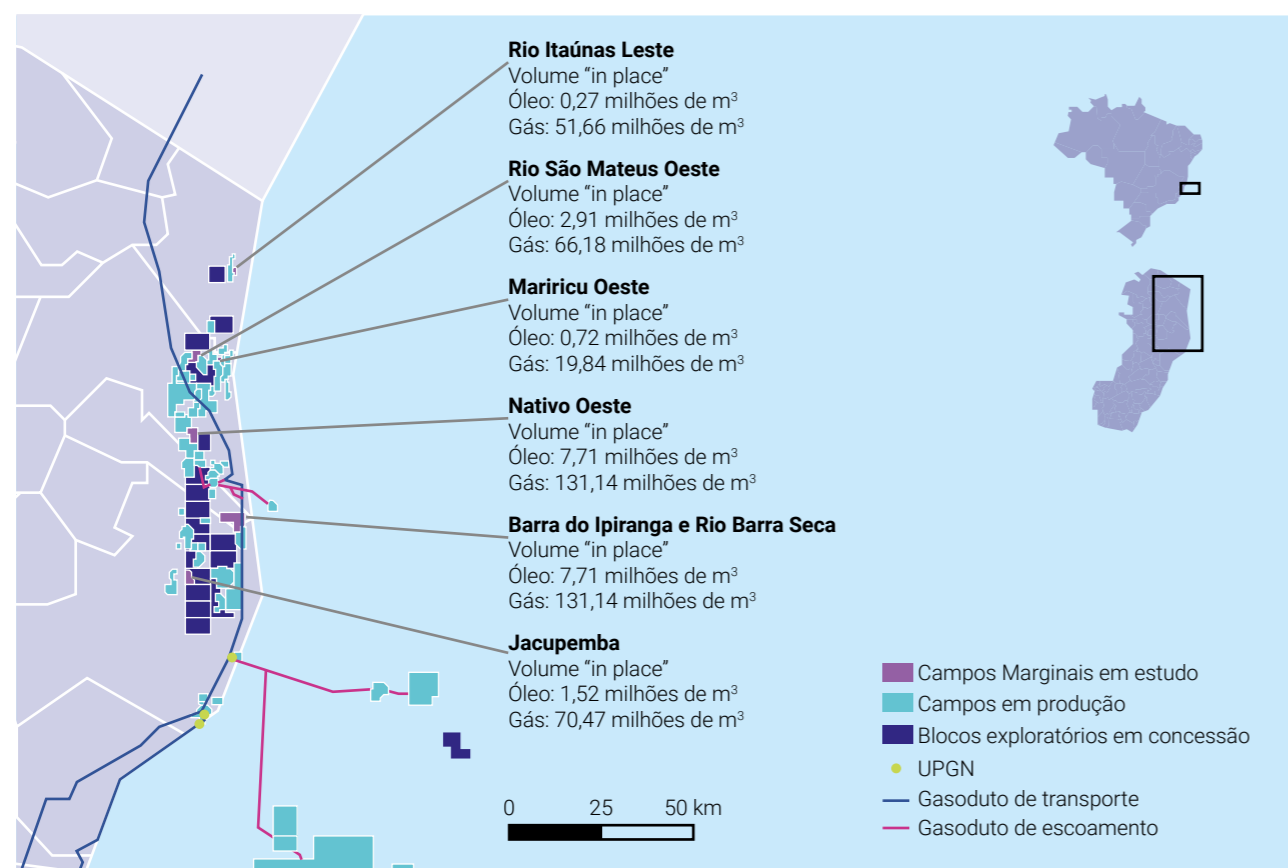
Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Além destes, estão em estudo no Espírito Santo um total de 6 áreas com acumulações marginais. Entre elas: Barra do Ipiranga<sup>41</sup>, Rio São Mateus Oeste, Mariricu Oeste, Nati-

vo Oeste, Jacupemba e Rio Itaúnas Leste, ambos localizados entre os municípios de Conceição da Barra, São Mateus, Jaguaré e Linhares. Essas áreas estavam em concessão

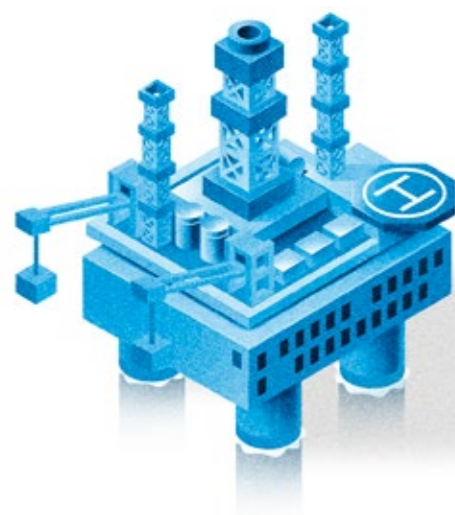
com a Petrobras e foram devolvidas à ANP em 2019<sup>42</sup>. As áreas e o potencial das reservas de óleo e gás natural são detalhadas na figura 8.

Figura 7 - Áreas com acumulações marginais em estudo para Oferta Permanente



\* volume in place é a quantidade total estimado de hidrocarboneto presente no campo.

Fonte: ANP com bases nos relatórios da Petrobras | Elaboração: Ideies/Findes



Por fim, estão em oferta sob o regime de partilha para a Oferta Permanente 11 blocos exploratórios localizados entre as bacias de Campos e Santos. São elas: Turmalina, Jade, ÁGATA, Tupinambá, Água-Marinha, Esmeralda, Bumerangue, Itaimbezinho, Norte de Brava, Sudoeste de Sagitário e Cruzeiro do Sul. A área de Turmalina possui confrontação

com o Espírito Santo. Com o objetivo de obter subsídios adicionais sobre o pré-edital e as minutas de contrato de produção referente as áreas descritas acima, a ANP realizará audiência pública em março de 2022, referente a oferta dessas áreas no regime de partilha na Oferta Permanente.

### 5.3. Plano de desinvestimento da Petrobras

Desde 2015, a Petrobras iniciou o processo de venda de um conjunto de ativos relacionados a exploração e produção de petróleo e gás

natural. O Plano de Desinvestimento da companhia 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

50

áreas foram ofertadas no Espírito Santo, com 68,0% dos ativos com venda concluída

13

áreas offshore foram ofertadas no Espírito Santo, com 15,4% dos ativos com venda concluída

37

áreas onshore foram ofertadas no Espírito Santo, com 86,5% dos ativos com venda concluída

No total, foram ofertadas 50 áreas no Espírito Santo com 68,0% dos ativos com a venda concluída. No offshore foram ofertadas 13 áreas com 15,4% dos ativos com a venda concluída e no onshore foram ofertadas 37 áreas com 86,5% dos ativos com a venda concluída. A tabela 1 elenca os ativos e o status de cada projeto.

A Petrobras já vendeu 32 campos e 3 blocos exploratórios em território capixaba. A empresa Karavan O&G comprou 27 campos no Polo Cricaré. A Imetame Energia comprou o Polo Lagoa Parada, que comporta 3 campos, todos no norte do estado. A Cowan Petróleo e Gás comprou as participações da Petrobras nos

blocos exploratórios ES-T-506 e ES-T-516. Por fim, a 3R Petroleum adquiriu o cluster Peroá, composto por dois campos (Cangoá e Peroá) e o bloco exploratório B-M-21, que abriga a descoberta de gás natural de Malombe.

A Petrobras está em negociação com o grupo Seacrest Capital Group para a venda dos campos de Fazenda Alegre, Cancã, Cancã Leste, Fazenda São Rafael e Fazenda Santa Luzia (todos em produção). Além destes, a companhia negocia com a BW Offshore a venda da participação no Polo Golfinho e o no bloco ES-M-525 (BM-ES-23).

Já na fase vinculante, encontram-se sete áreas. Entre elas, o Polo Cama-

rupim, formado pelos campos de Camarupim e Camarupim Norte. A oferta contém a transferência total das operações, incluindo todos os poços e instalações existentes. A área possui 10 poços perfurados com 2 poços produtores. O volume do campo corresponde a 9,1 bilhões de metros cúbicos (Mm³) de gás natural e 9,5 milhões de metros cúbicos (Mm³) de óleo, estimados em 2015. Já o campo de Camarupim Norte possui 7 poços perfurados e 1 poço produtor.

Também estão à venda a participação da Petrobras em 5 blocos exploratórios. Os blocos ES-M-596, ES-M-598, ES-M-671, ES-M-673 e ES-M-743 possuem entre 40% a 50% de participação da Petrobras

41. O campo de Rio Barra Seca foi incorporado à Barra do Ipiranga.

42. Em 2019, a Diretoria Colegiada da ANP determinou, por meio da Resolução de Diretoria nº 0254/2019, a extinção do processo de concessão de 8 campos da Petrobras, estando 7 deles situados na Bacia do Espírito Santo.

A recuperação dessas áreas pela agência aconteceu porque a Petrobras não restabeleceu a produção, parou a mais de seis meses, nem transferiu os direitos desses campos dentro do prazo determinado pela notificação da ANP (doze meses).



e as sócias Equinor, Total e Enauta possuem entre 20% e 50%. No Teaser de divulgação da oportunidade, a Petrobras afirma que essas áreas possuem potencial de comprovar significativos volumes de óleo e firmar posição em uma nova fronteira exploratória tanto do pré-sal quanto do pós-sal.

Recentemente, a companhia também anunciou a fase vinculante do

campo de Catuá, localizado em águas profundas da Bacia de Campos. A área, que foi descoberta pela Petrobras em 2003, possui quatro poços perfurados, com identificação de reservatório de óleo. De acordo com a Petrobras, existem duas oportunidades exploratórias (Cobra D'Água e Catuá Norte), que representam possíveis novas acumulações no reservatório.

Cabe destacar que o plano de desinvestimento da Petrobras é importante porque propicia a entrada de novas empresas de exploração e produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo. Espera-se que esse movimento possa dinamizar a produção futura, bem como a maior demanda por bens e serviços especializados da cadeia fornecedora do setor.

O plano de desinvestimento da Petrobras é importante porque:

1. Propicia a entrada de novas empresas de exploração e produção de petróleo e gás natural no Espírito Santo.
2. Esse movimento pode dinamizar a produção futura, bem como a maior demanda por bens e serviços especializados da cadeia fornecedora do setor.

Tabela 10 - Áreas ofertadas pela Petrobras no Espírito Santo

Projeto	Localização	Quantidade de áreas	Município Confrontante	Status do projeto	Parceiro
Venda das participações dos campos de Peroá, Cangoá e do bloco ES-M-414 (BM-ES-21).	Offshore	2	Linhares	Concluído	3R Petroleum
Venda da participação da Petrobras no Polo Golfinho e o bloco ES-M-525 (BM-ES-23)	Offshore	3	Linhares	Proposta Vinculante	BW Offshore
Venda da participação da Petrobras no Polo Camarupim	Offshore	2	Linhares	Proposta Vinculante	Em potencial <sup>1</sup>
Venda da área ES-M-596 (área exploratória)	Offshore	1	Vitória	Proposta Vinculante	Em potencial <sup>1</sup>
Venda da área ES-M-598 (área exploratória)	Offshore	1	Vitória	Proposta Vinculante	Em potencial <sup>1</sup>
Venda da área ES-M-671 (área exploratória)	Offshore	1	Vitória	Proposta Vinculante	Em potencial <sup>1</sup>
Venda da área ES-M-673 (área exploratória)	Offshore	1	Vitória	Proposta Vinculante	Em potencial <sup>1</sup>
Venda da área ES-M-743 (área exploratória)	Offshore	1	Vitória	Proposta Vinculante	Em potencial <sup>1</sup>
Venda da participação da Petrobras no campo de Catuá	Offshore	1	Anchieta	Proposta Vinculante	Em potencial <sup>1</sup>
Venda de 50% da participação do bloco ES-T-506	Onshore	1	Linhares	Concluído	Cowan Petróleo e Gás
Venda de 50% da participação do bloco EST-516	Onshore	1	Linhares	Concluído	Cowan Petróleo e Gás
Polo Cricaré	Onshore	27	São Mateus, Conceição da Barra e Jaguaré	Concluído	Karavan Oil
Polo Lagoa Parda	Onshore	3	Linhares	Concluído	Imetame
Campo Cancã	Onshore	1	Espírito Santo	Proposta Vinculante	Seacrest Capital Group
Campo Cancã Leste	Onshore	1	Espírito Santo	Proposta Vinculante	Seacrest Capital Group
Campo Fazenda Alegre	Onshore	1	Espírito Santo	Proposta Vinculante	Seacrest Capital Group
Campo Fazenda São Rafael	Onshore	1	Espírito Santo	Proposta Vinculante	Seacrest Capital Group
Campo Fazenda Santa Luzia	Onshore	1	Espírito Santo	Proposta Vinculante	Seacrest Capital Group

<sup>1</sup> em processo de venda e com parceiros ainda não anunciados  
Fonte: Petrobras e Portal Petróleo Hoje | Elaboração: Ideies/Findes

## 5.4. Descomissionamento de instalações

O descomissionamento de instalações<sup>43</sup> é a destinação segura das estruturas de exploração e produção de petróleo e gás natural após o término de sua fase produtiva. Ou seja, ela ocorre ao final da vida útil de um campo e, consequentemente, leva: a remoção de suas instalações; o arrasamento de poços; a destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos; e a recuperação ambiental da área. Ressalta-se que a ANP apenas aprova a interrupção definitiva da operação das instalações quando forem exploradas to-

das as opções de desenvolvimento econômica e ambientalmente viáveis do poço em questão.

Até março de 2022, a ANP possuía 102 propostas de Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI) no Brasil, sendo que delas 71 foram aprovadas (44 estão em ambiente terrestre e 27 em marítimo). Além deles, outros 2 estão em análises, 6 aguardam resposta, 12 estão em sobreestado (ou parado) e 11 foram encerrados.

102

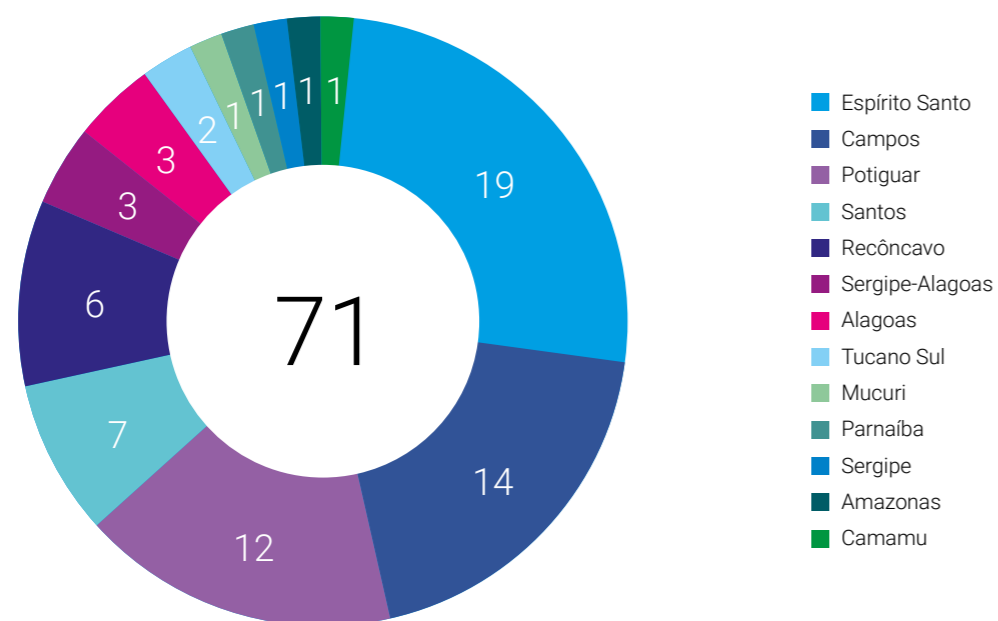
propostas de Programa de Descomissionamento de Instalações (PDI)

71 foram aprovadas:

44 em ambiente terrestre  
27 em ambiente marítimo

Outras 2 estão em análise, 6 aguardam resposta, 12 estão em sobreestado (ou parado) e 11 foram encerrados

Gráfico 48 - Distribuição de Programas de Descomissionamento de Instalações (PDI) aprovados pela ANP, por Bacia



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

43. A Resolução nº 817, de 24 de abril de 2020 foi um importante marco para a indústria do petróleo nacional por modernizar a regulamentação que tra-

ta o descomissionamento de instalações de E&P, do procedimento de devolução de áreas à ANP e da alienação e reversão de bens. Essa precaução

na legislação tem o objetivo de maximizar a recuperação dos reservatórios e evitar o descomissionamento prematuro das instalações de produção



13

bacias tiveram um total de 71 PDI aprovados pela ANP

19

projetos foram aprovados na bacia do Espírito Santo

Em mar | 1 projeto  
Em terra | 18 projetos

R\$ 2,4 bilhões

é o total de investimento previsto para o descomissionamento de 680 poços nos anos de 2022 a 2026

No total, treze bacias tiveram um total de 71 PDI aprovados pela ANP. Desse total, 19 planos estavam localizados na bacia do Espírito Santo, 14 em Campos, 12 em Potiguar e 26 em outras dez bacias (gráfico 48). Na bacia do Espírito Santo, foram aprovados 18 projetos em terra e apenas 1 projeto em mar (Caçã). Do total, 17 projetos são de campos pertencentes à Petrobras, 1 projeto pertencente à Petrosynergy e 1 projeto pertencente à Vipetro.

Tabela 11 - Relação de Programas de Descomissionamento (PDI) da Bacia do Espírito Santo, aprovados e em análise

PDI	Bacia	Campo	Ambiente	Empresa
Albatroz	Espírito Santo	Albatroz	terrestre	Petrisynergy
Barra do Ipiranga	Espírito Santo	Barra do Ipiranga	terrestre	Petrobras
Caçã	Espírito Santo	Caçã	marítimos	Petrobras
Corruira	Espírito Santo	Corruira	terrestre	Petrobras
Jacupemba	Espírito Santo	Jacupemba	terrestre	Petrobras
Lagoa do Doutor	Espírito Santo	Lagoa do Doutor	terrestre	Vipetro
Lagoa Parda Sul	Espírito Santo	Lagoa Parda Sul	terrestre	Petrobras
Mariricu Oeste	Espírito Santo	Mariricu Oeste	terrestre	Petrobras
Mosquito	Espírito Santo	Mosquito	terrestre	Petrobras
Mosquito Norte	Espírito Santo	Mosquito Norte	terrestre	Petrobras
Nativo Oeste	Espírito Santo	Nativo Oeste	terrestre	Petrobras
Rio Barra Seca	Espírito Santo	Rio Barra Seca	terrestre	Petrobras
Rio Doce	Espírito Santo	Rio Doce	terrestre	Petrobras
Rio Ibiribas Executivo	Espírito Santo	Rio Ibiribas	terrestre	Petrobras
Rio Itaunas Leste	Espírito Santo	Rio Itaunas Leste	terrestre	Petrobras
Rio Mariricu	Espírito Santo	Rio Mariricu	terrestre	Petrobras
Rio Mariricu Sul	Espírito Santo	Mariricu Sul	terrestre	Petrobras
Rio Preto	Espírito Santo	Rio Preto	terrestre	Petrobras
Rio São Mateus Oeste	Espírito Santo	Rio São Mateus Oeste	terrestre	Petrobras

Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

No Estado do Espírito Santo, o descomissionamento de 680 poços gerará R\$ 2,43 bilhões em investimento nos anos de 2022 a 2026, sendo R\$ 781,2 milhões na Bacia de Campos e outros 1,64 bilhão na Bacia do Espírito Santo. Este montante total será aplicado nas atividades de abandono permanente (59,9%), remoção de linhas (23,3%), remoção de instalações associadas às Unidades de Produção Terrestres (4,5%), recuperação ambiental (5,2%) e desmobilização de Unidades de exploração de petróleo (UEP) (6,9%).

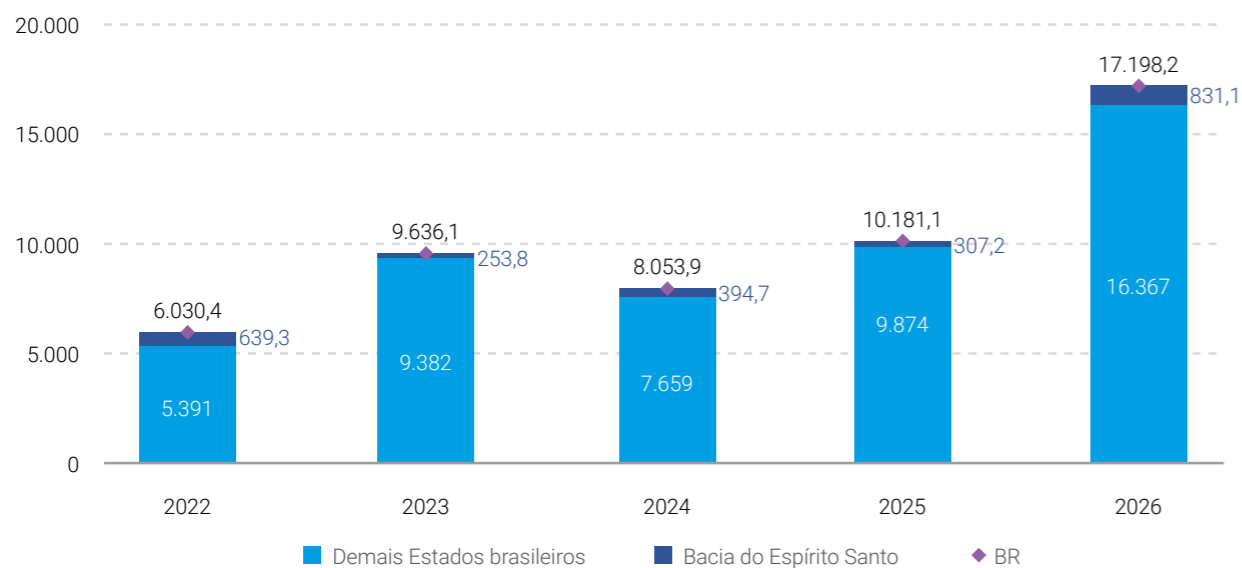
Deste investimento total no Estado do Espírito Santo nos anos de 2022 a 2026, R\$ 546,48 milhões serão gerados pelo descomissionamento de 661 poços em terra. E, outros R\$ 1,88 bilhões por 19 poços em mar.

Apenas em 2021, o investimento de descomissionamento na Bacia do Espírito Santo foi de R\$ 187,9 milhões. Desse total, R\$ 181,7 milhões foram para retirada de equipamentos, R\$ 4,8 milhões foram para o arrasamento e abandono de poços e R\$ 1,4 milhões para a recuperação das áreas onde

estavam as instalações.

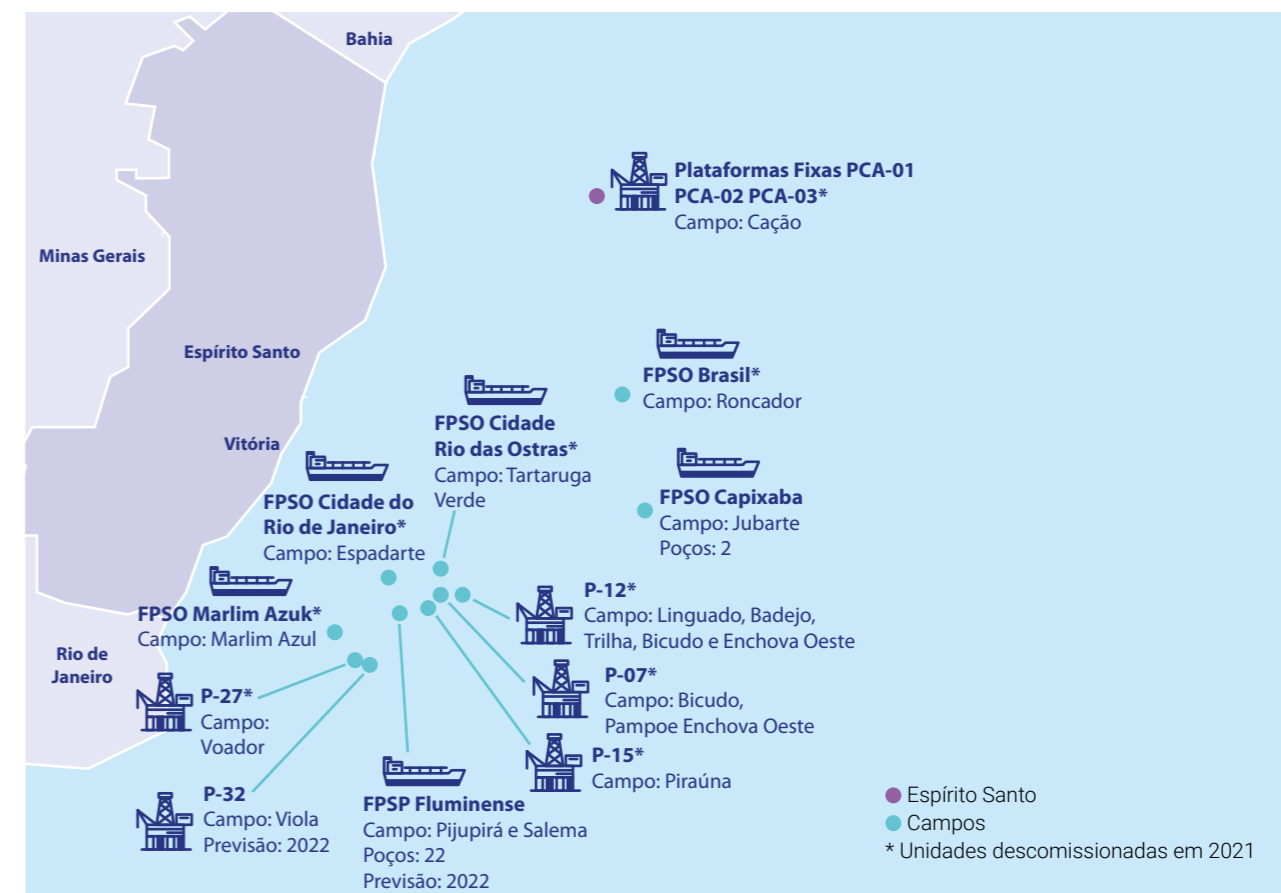
Dessa forma, há oportunidades em treze bacias para que empresas fornecedoras possam atuar no descomissionamento de instalações, que é a etapa final da cadeia de petróleo e gás natural. Vale ressaltar que esse processo ainda pode ser um grande desafio para a indústria de produção de petróleo e gás natural devido a necessidade de adequação da regulamentação, da ampliação da capacidade técnica e do desenvolvimento da cadeia de serviços.

Gráfico 49 - Investimentos Previstos para o Programas de Descomissionamento de Instalações PDI no Brasil (em milhões R\$) – 2022 a 2026

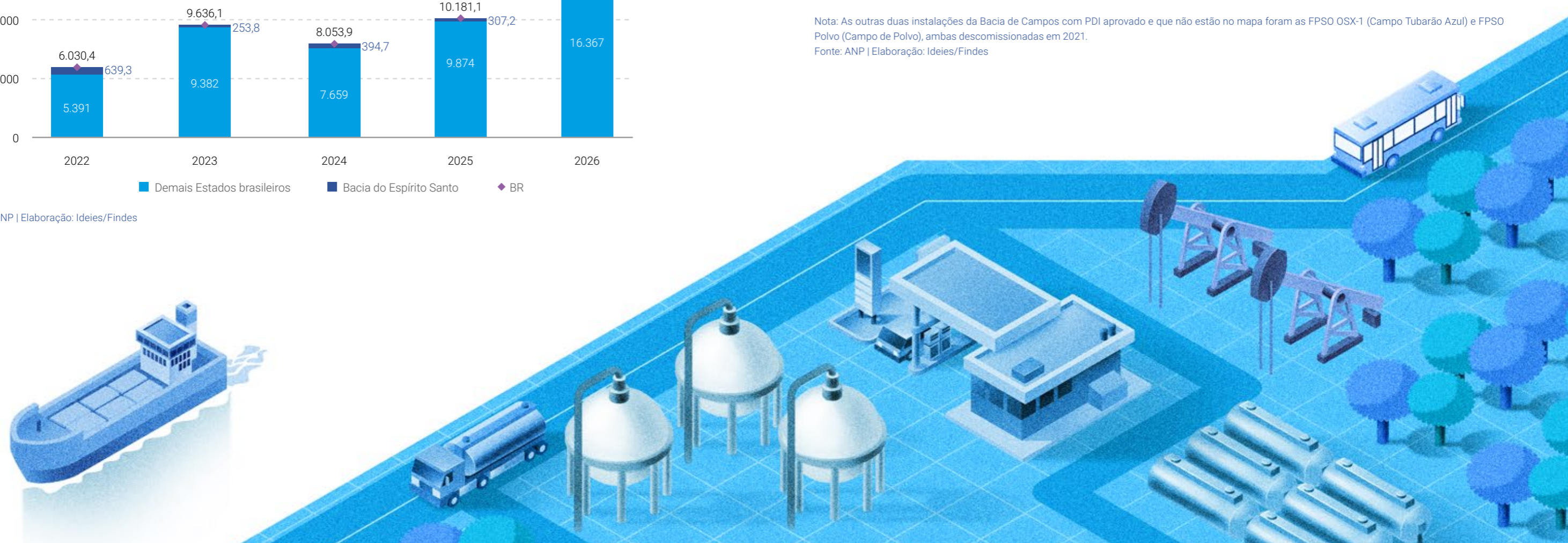


Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes

Figura 8 - Inventário de Instalações em mar com PDI aprovado que estão próximos ao Estado do Espírito Santo (2021-2026).



Nota: As outras duas instalações da Bacia de Campos com PDI aprovado e que não estão no mapa foram as FPSO OSX-1 (Campo Tubarão Azul) e FPSO Polvo (Campo de Polvo), ambas descomissionadas em 2021.  
Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/Findes



## GLOSSÁRIO

## 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 m<sup>3</sup> 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.

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

**Concessão:** modalidade de delegação de uma atividade econômica pelo poder público, geralmente mediante processo concorrencial, a um agente econômico que comprove capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado. No Brasil, o contrato administrativo 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.

**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.

## 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.

## 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.

## 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 devolvidos (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 stratigráfico:** poço que visa a conhecer a coluna stratigráfica 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.

**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 reaquecimento na presença de catalisadores, gera derivados de petróleo desde os mais leves (gás de refinaria, GLP, nafta) até os mais pesados (bunker, óleo combustível), além de 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.



## Complementação da lista de da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (Cnaes) da cadeia produtiva do setor de Petróleo e Gás Natural

A complementação da lista de da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (Cnaes) da cadeia produtiva do setor de Petróleo e Gás Natural utilizada neste anuário foi elaborada a partir de dois métodos. O primeiro foi a conversão da Nomenclatura Comum do Mercosul (NCM) dos produtos exportados utilizados na seção "Setor Externo" deste Anuário para CNAES<sup>46</sup>. O segundo foi a mapeamento através de uma consulta ao "Manual de Classificação Nacional de Atividades Econômicas versão 2.0"<sup>47</sup> que, na maioria dos casos, descreve quais atividades a Cnaes "x" fornece ou prestam serviços.

Tabela 12 - Relação da Classificação Nacional de Atividades Econômicas (Cnaes) da cadeia produtiva do setor de petróleo e gás natural

CNAE	Descrição do CNAE	Elo da cadeia produtiva de P&G
6000	Extração de petróleo e gás natural	E&P
9106	Atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural	E&P
19217	Fabricação de produtos do refino de petróleo	Derivados de petróleo
19225	Fabricação de produtos derivados do petróleo, exceto produtos do refino	Derivados de petróleo
20215	Fabricação de produtos petroquímicos básicos	Petroquímicos
20223	Fabricação de intermediários para plastificantes, resinas e fibras	Petroquímicos
20291	Fabricação de produtos químicos orgânicos não especificados anteriormente	Petroquímicos
20312	Fabricação de resinas termoplásticas	Petroquímicos
20321	Fabricação de resinas termofixas	Petroquímicos
20339	Fabricação de elastômeros	Petroquímicos
35204	Produção de gás	Abastecimento
46818	Comércio atacadista de combustíveis sólidos, líquidos e gasosos, exceto gás natural e GLP	Abastecimento
46826	Comércio atacadista de gás liquefeito de petróleo (GLP)	Abastecimento
20941	Fabricação de catalisadores	Cadeia Fornecedora
25110	Fabricação de estruturas metálicas	Cadeia Fornecedora
28291	Fabricação de máquinas e equipamentos de uso geral não especificados anteriormente	Cadeia Fornecedora
28518	Fabricação de máquinas e equipamentos para a prospecção e extração de petróleo	Cadeia Fornecedora
28691	Fabricação de máquinas e equipamentos para uso industrial específico não especificados anteriormente	Cadeia Fornecedora
30113	Construção de embarcações e estruturas flutuantes	Cadeia Fornecedora
71197	Atividades técnicas relacionadas à arquitetura e engenharia	Cadeia Fornecedora
77390	Aluguel de máquinas e equipamentos não especificados anteriormente	Cadeia Fornecedora

Fonte e elaboração: Ideies/Findes

<sup>46</sup> O IBGE disponibiliza uma tabela de conversão de NCM para CNAE em: <https://concla.ibge.gov.br/classificacoes/correspondencias.html>

<sup>47</sup> Acesse o documento em: <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv36932.pdf>

## REFERÊNCIAS

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. **Anuário Estatístico Brasileiro Do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2021**. Rio de Janeiro: ANP, 2021.

..... **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 2021.

..... **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>>

..... **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: março de 2022.

..... **Editais 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: março de 2022.

..... **Investimentos em PD&I**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-p-d-i>>. Acesso em: dezembro de 2021.

..... **Oferta Permanente**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/rodadas-anp/oferta-permanente>>. Acesso em: março de 2022.

..... **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: dezembro de 2021.

..... **Resolução nº 03/2005**. Estabelece definições, diretrizes e normas para a aplicação dos recursos a que se referem às Cláusulas de Investimento em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I). Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-33-2005?origin=instituicao&q=33/2005>>. Acesso em: dezembro 2021.

..... **Resolução nº 50/2015**. Estabelece definições, diretrizes e normas para a aplicação dos recursos a que se referem às Cláusulas de Investimento em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I). Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-50-2015?origin=instituicao>>. Acesso em: dezembro 2021.

..... **Resolução nº 799/2019.** Estabelece as normas para a aplicação de recursos a que se referem as cláusulas de pesquisa, desenvolvimento e inovação (P, D&I). Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-50-2015?origin=instituicao>>. Acesso em: dezembro 2021.

..... **Resolução nº 866/2022.** Estabelece as normas para a aplicação de recursos a que se referem as cláusulas de pesquisa, desenvolvimento e inovação (P,D&I). Disponível em: <<https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-866-2022-altera-o-regulamento-tecnico-anp-no-3-de-2015-aprovado-pela-resolucao-anp-no-50-de-25-de-novembro-de-2015-a-qual-estabelece-as-normas-para-a-aplicacao-de-recursos-a-que-se-referem-as-clausulas-de-pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao-p-d-i-presentes-nos-contratos-para-exploracao-desenvolvimento-e-producao-de-petroleo-e-gas-e-da-outras-providencias?origin=instituicao>>. Acesso em: dezembro 2021.

..... **Royalties.** Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/royalties>>. Acesso em: novembro de 2021.

..... **Participações governamentais consolidadas.** Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacoes-governamentais-consolidadas>>. Acesso em: novembro de 2021.

..... **Preço mínimo do petróleo.** Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-minimo-do-petroleo>>. Acesso em: novembro de 2021.

..... **Proprietários de Terra.** Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/proprietarios-de-terra>>. Acesso em: novembro de 2021.

..... **Participação Especial.** Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>>. Acesso em: novembro de 2021.

..... **Painel Dinâmico Descomissionamento de Instalações e Exploração e Produção.** Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>>. Acesso em: novembro de 2021.

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 2021.

BRASIL. **Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997.** Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Brasília, 6 de agosto de 1997. Disponível em: >[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9478.htm)>. Acesso em: outubro de 2021.

FDI MARKETS. **Total FDI Projects and Capex.** London, United Kingdom, 2021.

INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO EDUCACIONAL E INDUSTRIAL DO ESPÍRITO SANTO – IDEIES. **Bússola do Investimento.** Vitória, Espírito Santo.

INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO EDUCACIONAL E INDUSTRIAL DO ESPÍRITO SANTO – IDEIES. **Exercício proposto para a projeção da produção de petróleo e gás natural no espírito santo.** Nº 01/2022.

INSTITUTO DE DESENVOLVIMENTO EDUCACIONAL E INDUSTRIAL DO ESPÍRITO SANTO – IDEIES. **Gás natural desafios e oportunidades para o Espírito Santo.** Nº 01/2020.

MIDC - Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços. **Comex Stata.** Disponível em: <<http://comexstat.mdic.gov.br/pt/home>>. Acesso em: dezembro de 2021.

MT- Ministério do Trabalho. **Relação Anual de Informações Sociais (Rais).** Distrito Federal, 2019.

Petrobras Conexões para Inovação 2021. **Sebrae,** Brasília, 16 de jun. de 2021. Disponível em: <<https://www.sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/petrobras-conexoes-para-inovacao-2021,6de7248aeb51a710VgnVCM-100000d701210aRCRD>>. Acesso em: novembro de 2021.

PETROBRAS. **Desempenho no 3º trimestre de 2021.** 29 de outubro de 2021. Disponível em <[file://findes-fs01/IDEIES/Anu%C3%A1rio%20do%20Petr%C3%B3leo%20-%202021/4.%20Refer%C3%Aancia/Webcast-2021-3T-Portugues%20\(2\).pdf](file://findes-fs01/IDEIES/Anu%C3%A1rio%20do%20Petr%C3%B3leo%20-%202021/4.%20Refer%C3%Aancia/Webcast-2021-3T-Portugues%20(2).pdf)>. Acesso em: dezembro de 2021.

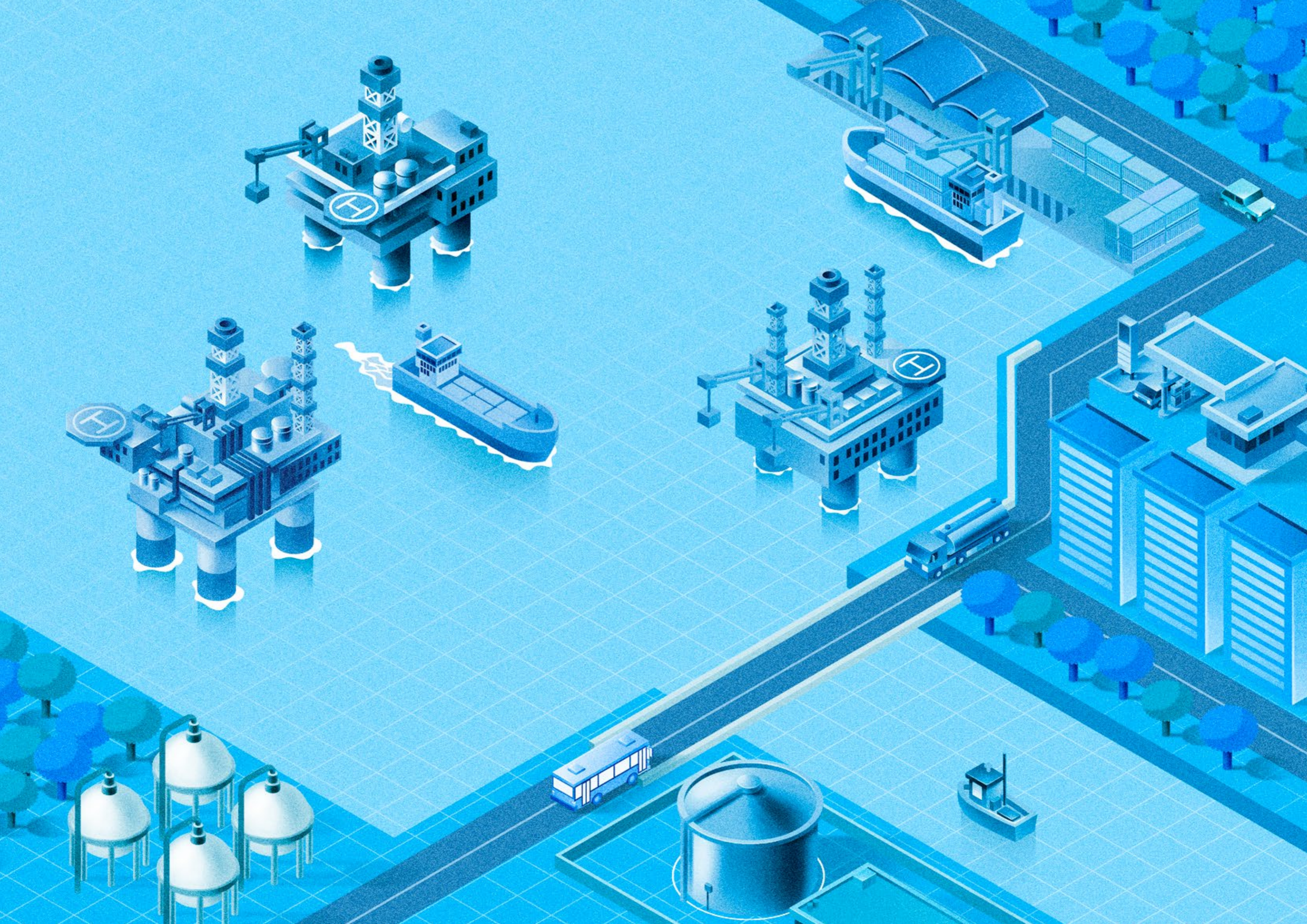
PETROBRAS. **Petrobras Plano Estratégico 2022-2026.** Investimento com Responsabilidade. 30 de novembro de 2021. Disponível em <<https://www.investidorpetrobras.com.br/apresentacoes-relatorios-e-eventos/apresentacoes/>>. Acesso em: dezembro de 2021.

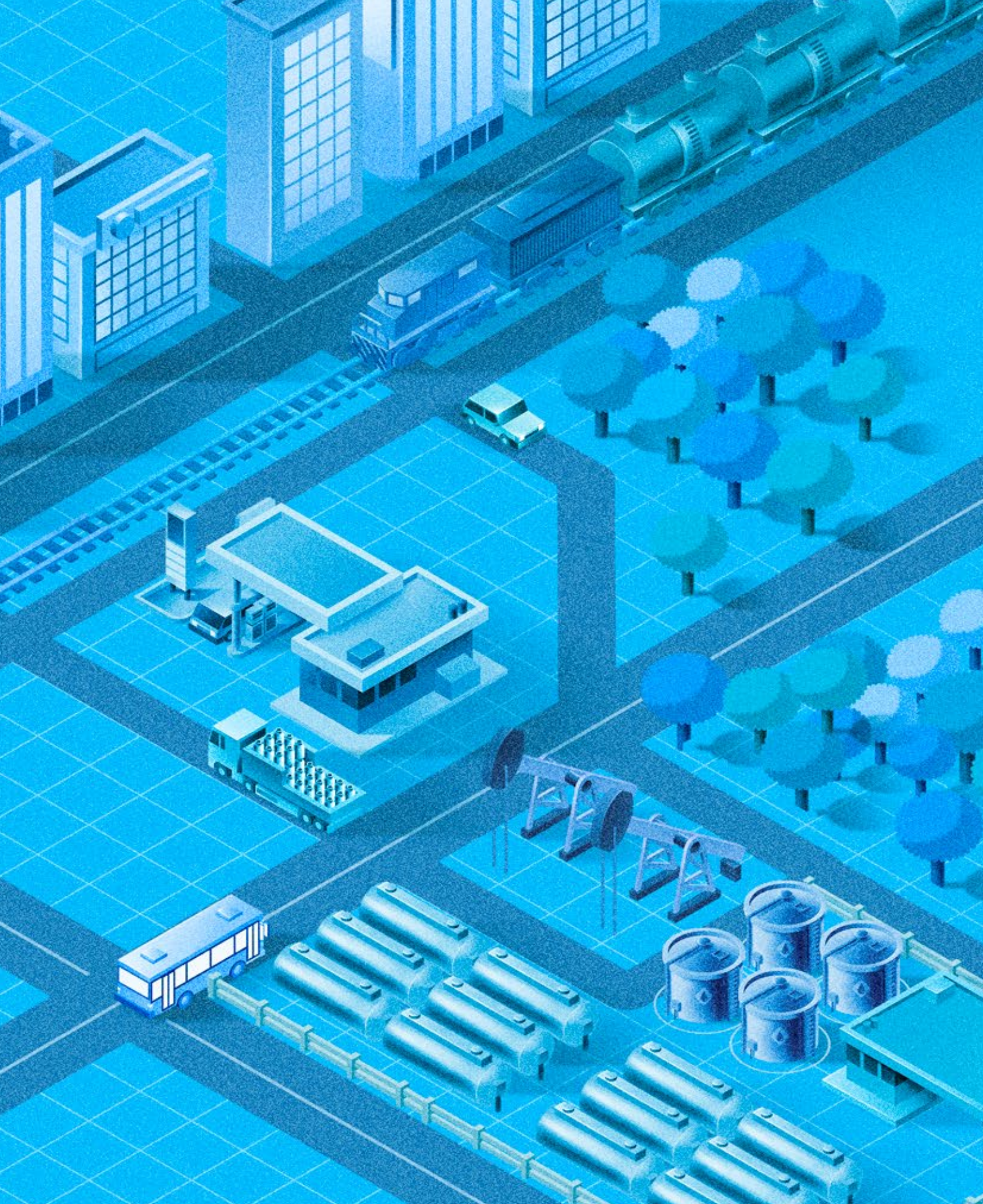
Repsol Sinopec Brasil lança desafio de digitalização. **Repsol Sinopec Brasil,** Rio de Janeiro, 01 de abr. de 2019. Disponível em: <<https://www.repsolsinopec.com.br/noticias/repsol-sinopec-brasil-lanca-desafio-da-digitalizacao/>>. Acesso em: novembro de 2021.

Shell investe em projeto de desenvolvimento de startups capixabas: o Findeslab. **Shell Brasil,** Rio de Janeiro, 05 de set. de 2019. Disponível em: <<https://www.shell.com.br/imprensa/comunicados-para-a-imprensa-2019/shell-invests-in-espirito-santo-development-project-findeslab.html>>. Acesso em: novembro de 2021.

Webinar apresenta programas de inovação para empresas do setor de óleo e gás (24/8). **Apex Brasil,** Brasília, 24 de ago. de 2021. Disponível em: <<https://portal.apexbrasil.com.br/noticia/webinar-apresenta-programas-de-inovacao-para-empresas-do-setor-de-oleo-e-gas-24-8/>>. Acesso em: novembro de 2021.

WORLD BANK. **Global Economic Prospects.** Disponível em: <<https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/36519/9781464817601.pdf>>. Acesso em: dezembro de 2021.





[www.portaldaindustria-es.com.br](http://www.portaldaindustria-es.com.br)



@obervatoriosideies



Apoio:



Fórum Capixaba  
de Petróleo,  
Gás e Energia