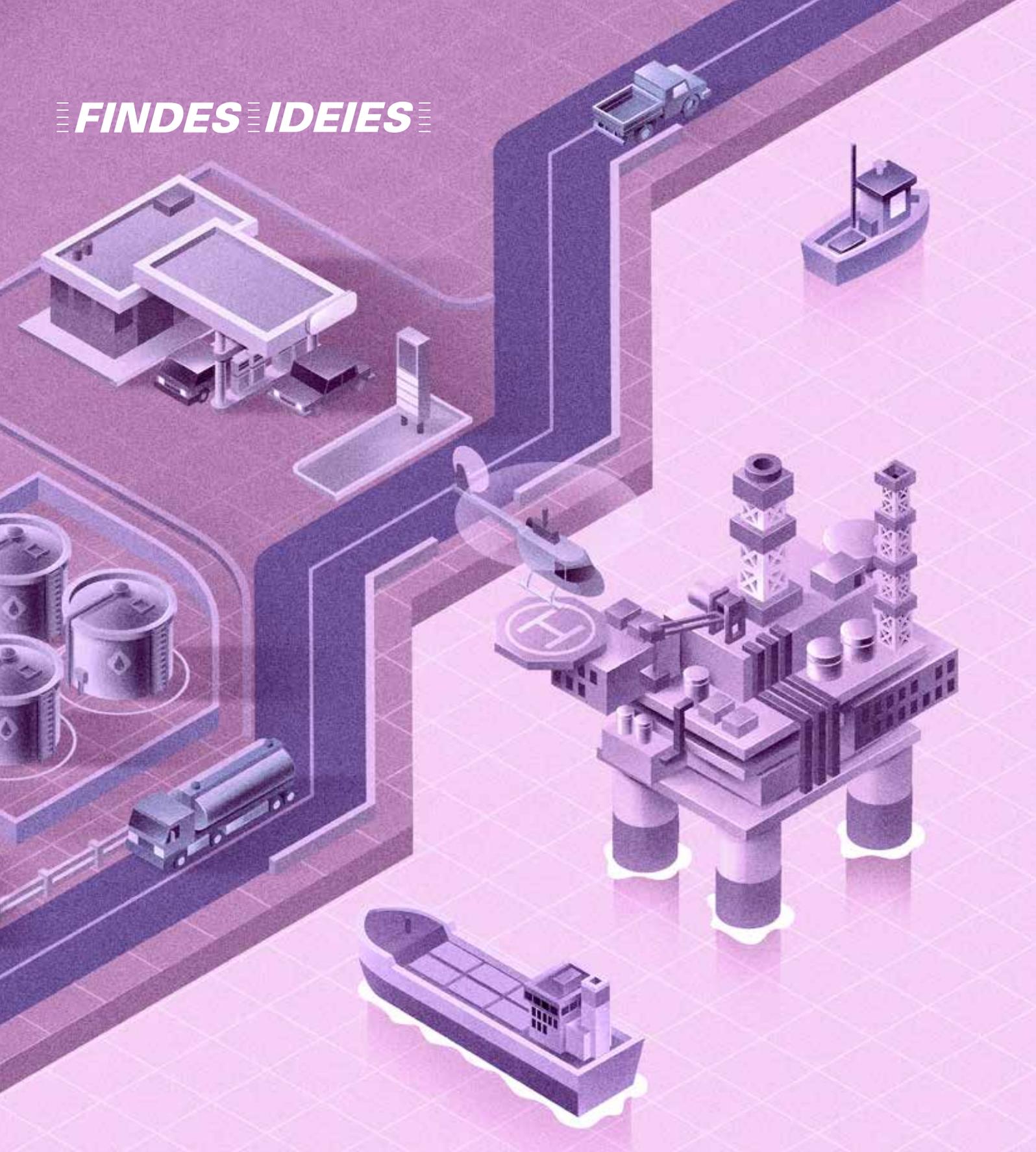


FINDES IDEIES



2019 ANUÁRIO DA  
INDÚSTRIA DO  
PETRÓLEO NO  
ESPÍRITO SANTO



**Federação das Indústrias do Estado do Espírito Santo – Findes**  
Léo de Castro – Presidente

**Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial – Senai/ES**  
Mateus Simões de Freitas – Diretor Regional

**Serviço Social da Indústria – Sesi/ES**  
Mateus Simões de Freitas – Superintendente Regional

**Diretoria de Pesquisa e Avaliação – Sesi/ES e Senai/ES**  
Marcelo Barbosa Saintive – Diretor

**Instituto de Desenvolvimento Educacional e Industrial do Espírito Santo – Ideies**  
Marcelo Barbosa Saintive – Diretor-Executivo

**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

**Colaboração**  
Bárbara Costa Lerbach

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

#### **COMITÊ ESTRATÉGICO DO FÓRUM CAPIXABA DE PETRÓLEO E GÁS**

**Findes**  
Léo de Castro – Presidente

**Secretária de Estado de Desenvolvimento (Sedes)**  
Marcos Kneip Navarro – Secretário

**Shell Brasil**  
Flávio Rodrigues – Diretor de Assuntos Governamentais e Regulatórios

**Petrobras UN-ES**  
Ricardo Pereira Moraes – Gerente Geral Petrobras UN-ES

**Equinor**  
Rafael Tristão – Head de Supply Chain

**Prysmian Group**  
Rafael Tanaka – Diretor de Negócios Surf

**Sebrae ES**  
Luiz Henrique Toniato – Diretor Técnico

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

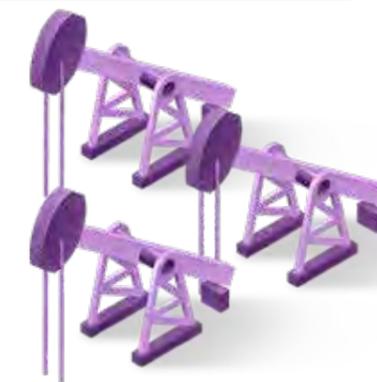
– Vol. 3, 2020 – Espírito Santo: Ideies, 1971 – Anual

ISSN 2595-9255

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

CDU: 67(815.2)

# APRESENTAÇÃO



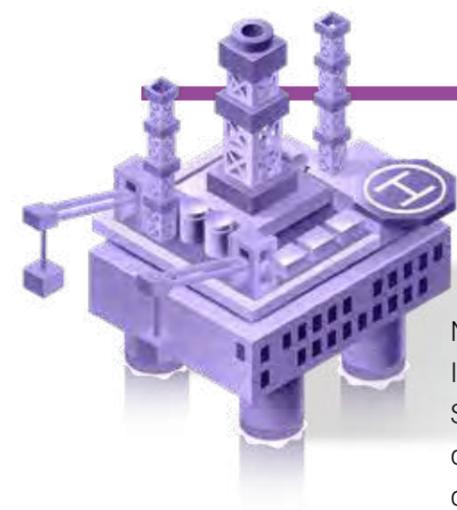
O estado do Espírito Santo vive um momento único, em poucas palavras, o estado tem uma janela de oportunidades para pavimentar um novo ciclo de crescimento econômico. Em grande medida, esta janela surge porque o estado, nos últimos 15 anos, notabilizou-se por uma gestão pública responsável e de qualidade. Diversos indicadores constataam a evolução e a melhoria na qualidade de vida do capixaba. Somente para citar alguns, temos que na saúde o ES possui a menor taxa de mortalidade infantil do país e a 2ª posição em esperança de vida. No quesito capital humano (educação), o ES alcançou o melhor desempenho no Ideb do ensino médio em 2017. Por fim, a já reconhecida boa gestão fiscal em que o estado é o único a alcançar a nota máxima (A) medida pelo Tesouro Nacional.

Tendo este quadro socioeconômico do estado em mente, vale destacar as inúmeras oportunidades no âmbito do setor privado, mais especificamente, no setor de extração de Petróleo & Gás (P&G). No Espírito Santo, a extra-

ção de P&G responde por 34% do valor de transformação industrial (VTI), o que o torna o principal setor industrial. Se em 2006 a produção de petróleo do estado representava 4% do total nacional, em 2018, essa participação subiu para 13,0%, com 122,3 milhões de barris de petróleo. No que se refere ao pré-sal, se em 2010, a produção era de 22,6 mil barris por dia, em 2018, subiu para 178,6 mil barris por dia.

Além disso, nesse mesmo ano, o Espírito Santo recebeu, de royalties e participações especiais, aproximadamente, R\$ 2,9 bilhões, sendo R\$ 1,8 bilhão destinado ao governo do estado e o restante às prefeituras.

Diante do exposto acima e da relevância da cadeia de petróleo para a indústria, faz-se necessário chamar atenção, brevemente, das diversas mudanças recentes no marco regulatório do setor bem como as reorientações estratégicas da Petrobras que potencializam as oportunidades de geração de riqueza no Espírito Santo.



Nesse contexto, o 3º Anuário da Indústria de Petróleo no Espírito Santo (2019) apresenta e aprofunda a análise desta indústria com dados e informações e dá destaque as oportunidades que se abrem para toda a cadeia produtiva do setor.

O primeiro capítulo aborda a indústria mundial do petróleo, destacando os níveis de reserva, a produção, o consumo e a capacidade de refino. O capítulo 2 expõe acerca da indústria do petróleo no Espírito Santo, apresentando variáveis como reserva e produção, divididas de acordo com a atividade onshore e offshore. Os reflexos da atividade do petróleo, com destaque para as participações governamentais, são tratados no capítulo 3. O capítulo 4 discorre sobre o mecanismo de incentivo à produção de conhecimento e de novas tecnologias para o setor, por meio da cláusula de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I). Por fim, o capítulo 5 aponta as novas oportunidades em exploração e produção de petróleo para o Espírito Santo.

Tendo em vista que a Federação das Indústrias do Espírito Santo (Findes) participa ativamente do modelo de governança do Fórum Capixaba de Petróleo e Gás e, também, propõe políticas para o desenvolvimento

estratégico da indústria (Indústria 2035), projeto conduzido pelo Instituto de Desenvolvimento Educacional e Industrial do Estado do Espírito (Ideies), entidade vinculada à Findes, este documento, ao fornecer um diagnóstico preciso da indústria do petróleo no estado, forneceu os subsídios necessários para a formulação de um plano estratégico para o setor. Nesse âmbito, a Rota Estratégica de Petróleo e Gás, construída com os principais atores e stakeholders, tem a pretensão de tornar o Espírito Santo reconhecido globalmente no setor de petróleo e gás natural.

Em suma, a 3ª edição do Anuário da Indústria de Petróleo no Espírito Santo (2019) apresenta uma relevante análise dos principais temas que norteiam a indústria de petróleo no estado. Isto é feito a partir das informações divulgadas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), pelo Ministério da Economia (ME), pela British Petroleum (BP) e pela International Energy Agency (IEA). O documento completo pode ser acessado na página do Ideies, no endereço [www.portaldaindustria-es.com.br](http://www.portaldaindustria-es.com.br).

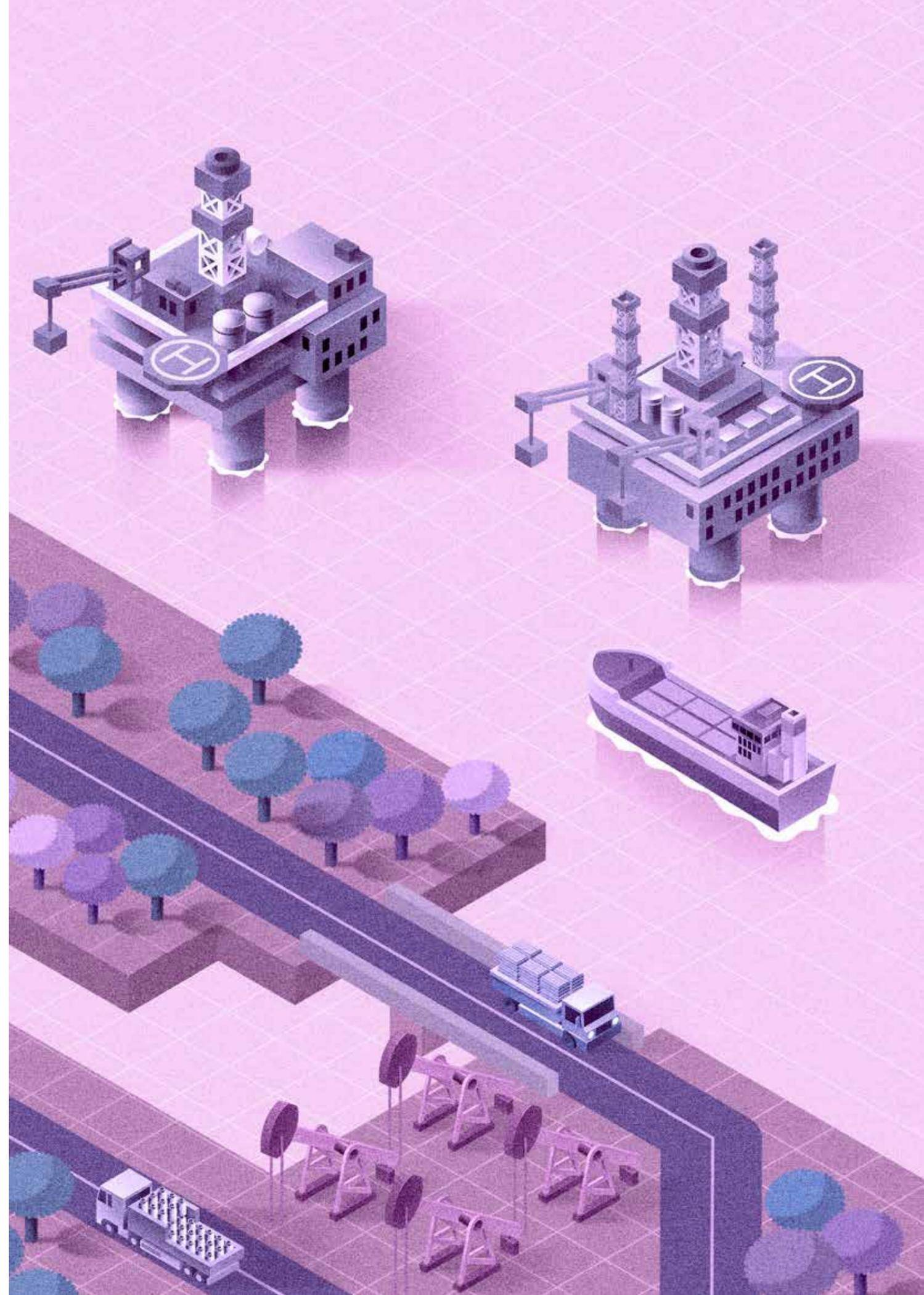
**Marcelo Barbosa Saintive**

**DIRETOR-EXECUTIVO**

# SUMÁRIO

<b>LISTA DE GRÁFICOS</b>	<b>8</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b>	<b>9</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>10</b>
<b>LISTA DE QUADROS</b>	<b>11</b>
<b>1. PANORAMA INTERNACIONAL</b>	<b>13</b>
<b>1.1 PREÇOS INTERNACIONAIS</b>	<b>13</b>
<b>1.2 OFERTA E DEMANDA MUNDIAL</b>	<b>14</b>
<b>2. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO ESPÍRITO SANTO</b>	<b>23</b>
<b>2.1 HISTÓRICO DAS RODADAS NO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO</b>	<b>24</b>
<b>2.2 DECLARAÇÕES DE INDÍCIOS DE HIDROCARBONETOS E DE COMERCIALIDADE</b>	<b>26</b>
<b>2.3 RESERVA DE PETRÓLEO</b>	<b>28</b>
<b>2.4 PRODUÇÃO</b>	<b>31</b>
<b>2.4.1 PRODUÇÃO OFFSHORE</b>	<b>31</b>
<b>2.4.2 PRODUÇÃO ONSHORE</b>	<b>36</b>
<b>3. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS E REFLEXOS ECONÔMICOS</b>	<b>39</b>
<b>3.1. PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS</b>	<b>39</b>
<b>3.1.1 ROYALTIES</b>	<b>40</b>
<b>3.1.2 PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS (PE)</b>	<b>46</b>
<b>3.2 MERCADO DE TRABALHO</b>	<b>50</b>
<b>3.3 SETOR EXTERNO</b>	<b>54</b>

<b>4. PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO</b>	<b>59</b>
4.1 REGULAMENTAÇÃO	59
4.2 PROJETOS E PROGRAMAS DESENVOLVIDOS COM O RECURSO DA CLÁUSULA DE PD&I	62
4.3 EXECUTORES DOS PROJETOS E PROGRAMAS FINANCIADOS PELA CLÁUSULA DE PD&I	66
4.3.1 INSTITUIÇÕES CADASTRADAS	67
4.3.2 EMPRESAS BRASILEIRAS	68
<b>5. OPORTUNIDADES PARA O ESPÍRITO SANTO</b>	<b>71</b>
5.1 PRÓXIMAS RODADAS DE LICITAÇÃO DE BLOCOS DA ANP	71
5.2 OFERTA PERMANENTE	73
5.2.1 ÁREAS AUTORIZADAS PARA OFERTA PERMANENTE – BREVE CARACTERIZAÇÃO	76
5.2.2 ÁREAS EM ESTUDO E EM CONSULTA PÚBLICA PARA OFERTA PERMANENTE BREVE CARACTERIZAÇÃO	81
5.3 ÁREAS DEVOLVIDAS À ANP	82
5.4 OUTRAS OPORTUNIDADES PARA A E&P NO ESPÍRITO SANTO	85
5.4.1 PLANO DE DESINVESTIMENTO DA PETROBRAS	85
5.4.2 OPORTUNIDADES GERADAS PELO DESCOMISSIONAMENTO DE INSTALAÇÕES	86
<b>GLOSSÁRIO</b>	<b>90</b>
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>94</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>95</b>



## Índice de gráficos

- 14 Gráfico 1** - Preço do barril de petróleo (US\$ por barril)
- 15 Gráfico 2** - Reservas provadas de petróleo por países produtores (bilhões de barris) – 2018
- 16 Gráfico 3** - Produção de petróleo por países produtores (mil barris/dia) - 2018
- 17 Gráfico 4** - Consumo de petróleo por países (mil barris/dia) - 2018
- 17 Gráfico 5** - Capacidade do refino de petróleo por países (mil barris/dia) - 2018
- 18 Gráfico 6** - Distribuição regional da produção, consumo e refino do petróleo – 2018
- 19 Gráfico 7** - Estimativa de consumo de energia global por fonte (quatrilhões de BTU)
- 20 Gráfico 8** - Estimativa de produção de energia global por fonte (quatrilhões de BTU) e participação (%)
- 21 Gráfico 9** - Estimativa de geração de energia global por fonte renovável no mundo (Bilhões de kWh)
- 21 Gráfico 10** - Estimativa de consumo de energia global entre as fontes renováveis (%)
- 26 Gráfico 11** - Declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo (unidades)
- 26 Gráfico 12** - Declarações de comercialidade no Espírito Santo (unidades)
- 27 Gráfico 13** - Relação entre reserva e produção de petróleo (R/P) do Brasil e do Espírito Santo (em anos)
- 28 Gráfico 14** - Reservas totais de petróleo no Espírito Santo (milhões de barris) e participação (%)
- 28 Gráfico 15** - Distribuição das reservas totais de petróleo por Unidade Federativa (%) – 2018
- 30 Gráfico 16** - Poços perfurados onshore por unidade da federação (em unidades)
- 30 Gráfico 17** - Poços perfurados offshore por unidade da federação (em unidades)
- 32 Gráfico 18** - Produção offshore por unidade da federação (em mil barris)
- 32 Gráfico 19** - Produção mensal dos campos offshore no Espírito Santo (bbl/dia) – 2018
- 33 Gráfico 20** - Produção do pré-sal no Brasil e no Espírito Santo (milhares de barris/dia) e participação (%)
- 36 Gráfico 21** - Produção onshore por unidade da federação (em mil barris)
- 37 Gráfico 22** - Produção mensal dos campos onshore no Espírito Santo (bbl/dia) – 2018
- 40 Gráfico 23** - Participações Governamentais do Brasil por modalidade (%)
- 41 Gráfico 24** - Receita de royalties no Espírito Santo (R\$ milhões)

- 41 Gráfico 25** - Participação das receitas de royalties do Espírito Santo sobre o total do Brasil (%)
- 42 Gráfico 26** - Municípios com as maiores arrecadações de royalties no Espírito Santo (% do total arrecadado pelo Estado) – 2018
- 43 Gráfico 27** - Municípios com maior participação das receitas de royalties na receita total no Espírito Santo (%) - 2018
- 46 Gráfico 28** - Receita de Participações Especiais no Espírito Santo (R\$ milhões)
- 47 Gráfico 29** - Participação das receitas de Participações Especiais do Espírito Santo sobre o total do Brasil (%)
- 51 Gráfico 30** - Número de empregados na cadeia de petróleo e gás do Espírito Santo
- 54 Gráfico 31** - Exportações de petróleo no Espírito Santo (US\$ milhões) e participações no total (%)
- 62 Gráfico 32** - Valores gerados pela cláusula de PD&I no Brasil (R\$ bilhões)
- 64 Gráfico 33** - Número de projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Brasil
- 65 Gráfico 34** - Número de projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Espírito Santo
- 68 Gráfico 35** - Projetos desenvolvidos por empresas brasileiras utilizando recursos da cláusula de PD&I
- 76 Gráfico 36** - Bônus de assinatura das áreas de acumulação marginais com manifestações de interesse no 1º Ciclo de Oferta Permanente – Espírito Santo
- 78 Gráfico 37** - Produção de petróleo (bbl/dia)
- 88 Gráfico 38** - Custo estimado dos projetos de descomissionamento em andamento da Petrobras – em US\$ bilhão

## Índice de tabelas

- 24 Tabela 1** - Percentual de blocos ofertados e arrematados no Espírito Santo (unidade e %)
- 29 Tabela 2** - Reservas totais de petróleo do Espírito Santo (milhões de barris)
- 33 Tabela 3** - Campos offshore do Espírito Santo em produção e sob concessão
- 48 Tabela 4** - Arrecadação de royalties e de participação especial no Espírito Santo (R\$ milhões)
- 49 Tabela 5** - Participações governamentais geradas por campo offshore e confrontação por município - 2018

## Índice de figuras

- 50 Tabela 6** - Royalties gerados pelos campos onshore do Espírito Santo - 2018
- 51 Tabela 7** - Número de empregados na cadeia de petróleo e gás do Espírito Santo
- 53 Tabela 8** - Características do mercado de trabalho da cadeia de petróleo e gás do Espírito Santo - 2018
- 55 Tabela 9** - Exportações de petróleo do Espírito Santo (US\$ Milhões)
- 57 Tabela 10** - Importações de petróleo do Espírito Santo (US\$ Milhões)
- 66 Tabela 11** - Investimentos em PD&I autorizados pela ANP no Brasil pelas principais concessionárias
- 67 Tabela 12** - Número de Linhas de Pesquisa por área - até 2018
- 68 Tabela 13** - Número de instituições do Espírito Santo que receberam recursos da cláusula de PD&I - 1998 até 2018
- 75 Tabela 14** - Quantidade de setores, blocos e áreas da Oferta Permanente disponibilizada para o Espírito Santo
- 87 Tabela 15** - Programas de desativação de instalações offshore - 2019
- 35 Figura 1** - Localização do Parque das Baleias - Bacia de Campos Espírito Santo
- 48 Figura 2** - Distribuição das participações governamentais entre os municípios do Espírito Santo - 2018 (R\$ milhões)
- 56 Figura 3** - Principais destinos das exportações de óleo bruto de petróleo do Espírito Santo em 2018
- 63 Figura 4** - Participação de petroleiras nos campos que geraram obrigações em PD&I
- 72 Figura 5** - Agenda de rodadas autorizada e anunciada pela ANP para o Espírito Santo
- 72 Figura 6** - Áreas em oferta na 17ª Rodada da ANP - Espírito Santo
- 74 Figura 7** - Etapas da Oferta Permanente
- 77 Figura 8** - Oferta Permanente - Setor 4 e Setor 6 Bacia do Espírito Santo Onshore
- 79 Figura 9** - Oferta Permanente - Campo marginal Rio Ibiribas
- 80 Figura 10** - Oferta Permanente - Setor SC-AR2 Bacia de Campos
- 82 Figura 11** - Áreas em estudo para Oferta Permanente
- 83 Figura 12** - Campos devolvidos pela Petrobras
- 86 Figura 13** - Outras Oportunidades para o Espírito Santo

## Índice de quadros

- 25 Quadro 1** - Empresas vencedoras por rodada de licitação no Espírito Santo
- 60 Quadro 2** - Percentual de aplicação das receitas brutas em PD&I pelas concessionárias, por modalidade contratual dos campos em produção
- 61 Quadro 3** - Referência legal e normativa da distribuição dos recursos da cláusula de PD&I por tipo de contrato.
- 75 Quadro 4** - Resumo dos critérios de enquadramento nos níveis de qualificação para operadoras para as áreas e blocos do Espírito Santo em oferta permanente





## Capítulo 1

# PANORAMA INTERNACIONAL

A viabilidade dos projetos de exploração e produção de petróleo dependem do crescimento sustentado da economia mundial. O crescimento da economia demanda matérias primas e energia supridas, em grande medida, pelo petróleo. Outros fatores como o preço do recurso

e a relação entre oferta e demanda também explicam a expansão ou a contração na produção do petróleo. Recentemente, o debate a respeito da mudança da matriz energética mundial também passou a influenciar as expectativas para a produção do insumo.

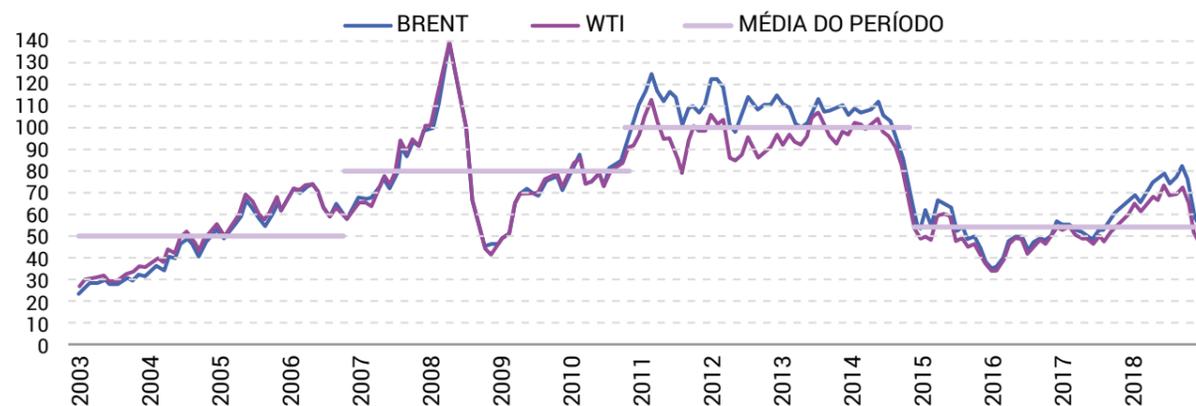
## 1.1 Preços internacionais

O preço do barril de petróleo é determinado de acordo com a oferta e a demanda entre os países produtores e consumidores. Os preços em patamares inferiores ou superiores ao equilíbrio de longo prazo podem aumentar ou diminuir o nível de crescimento econômico em diferentes regiões do planeta. Para os países produtores, um preço do recurso mais alto pode significar aumento das receitas provenientes da exportação. Na contração, para os países consumidores pode significar a inviabilidade na produção dado o elevado custo da matéria-prima e da energia.

Entre 2015 e 2018, a média de preços da cotação do barril de petróleo<sup>1</sup> foi de US\$ 54,7, abaixo da média dos dois últimos períodos (gráfico 1). **Após atingir o ponto máximo, dos últimos quatro anos, a cotação do petróleo reduziu no segundo semestre de 2018, explicado principalmente pelas incertezas com relação à demanda global e às questões geopolíticas.** No tocante às expectativas, o Fundo Monetário Internacional (FMI) espera que para os próximos cinco anos o preço do barril do petróleo alcance uma média anual de US\$ 57,2.

<sup>1</sup> A cotação internacional do preço segue a referência de dois mercados. O West Texas Intermediate (WTI) é o petróleo comercializado na Bolsa de Nova York e se refere ao produto produzido no Golfo do México. Já o Brent, comercializado na bolsa de Londres, tem como referência a produção do Mar do Norte e do Oriente Médio. A principal diferença entre as duas cotações refere-se ao grau de enxofre presente. O WTI é a cotação do petróleo mais leve, enquanto o Brent é mais pesado por concentrar maior grau de enxofre.

Gráfico 1 - Preço do barril de petróleo (US\$ por barril)



Fonte: Investing.com. Elaboração: Ideies/Findes

No geral, a influência de uma maior oferta de petróleo no cenário mundial, oriundo da exploração e da produção do petróleo não convencional<sup>2</sup> nos Estados Unidos, alterou a cotação do insumo. **Em 2008, 23,4% da oferta mundial foi direcionada para cobrir a demanda norte-americana e em 2019 essa comparação caiu para 13,7%.** Além de diminuir a demanda pelo hidrocarboneto, o país passou a exportar o excedente da produção não convencional de petróleo.

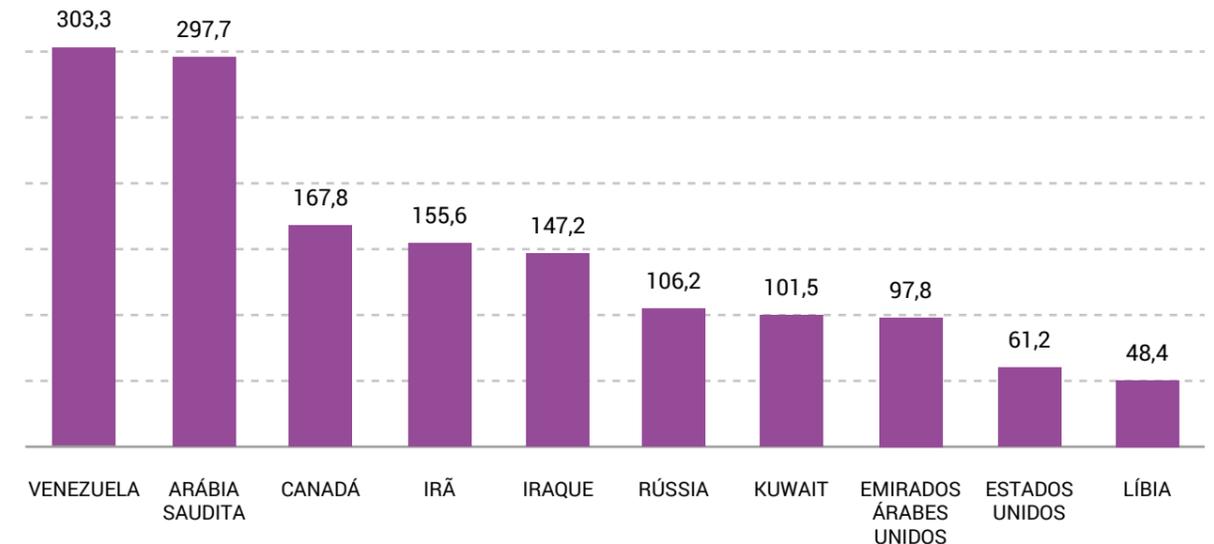
As exportações americanas saíram de US\$ 1,8 bilhão em 2009 para US\$ 48,3 bilhões, em 2018, principalmente para Canadá, Coreia do Sul e China. Essa maior oferta do insumo contribuiu para a queda média do preço. Além disso, questões políticas causaram maiores oscilações no preço do barril do petróleo em 2018, como as sanções econômicas para países produtores e as restrições à produção do insumo por parte dos países que compõem a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP)<sup>3</sup>.

## 1.2 Oferta e demanda mundial

**O total de reservas do mundo, em 2018, foi 1,7 trilhões de barris de petróleo.** Houve acréscimo de 2 bilhões de barris, comparado com o ano anterior. A divisão entre as regiões no mundo foram: Oriente Médio (48,3%), América do Sul e Central (18,8%), América do Norte (13,7%), Comunidade dos Estados Independentes<sup>4</sup> (8,4%), África (7,2%), Ásia (7,2%) e Europa (0,8%).

Com relação às reservas entre os países, a Venezuela e a Arábia Saudita são os dois países com a maior dotação do recurso, ambos com 303,3 e 297,7 bilhões de barris de petróleo, respectivamente (gráfico 2). O Brasil é o 15º país com a maior reserva do mundo, com 13,4 bilhões de barris de petróleo.

Gráfico 2 - Reservas provadas de petróleo por países produtores (bilhões de barris) – 2018



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

**Em 2018, a produção mundial de petróleo foi de 94,7 milhões de barris por dia.** Houve acréscimo de 2,2 milhões de barris em relação ao registrado no ano anterior. A divisão entre as regiões no mundo foram: Oriente Médio (33,5%), América do Norte (23,8%), Comunidade dos Estados Independentes (15,3%), África (8,6%), Ásia (8,1%), América do Sul e Central (6,9%) e Europa (3,9%).

Os principais países produtores foram os Estados Unidos e a Arábia Saudita, com 16,2% e 13,0%, respectivamente (gráfico 3). Como visto, os Estados Unidos aumentaram a sua produção de petróleo não convencional, o que garantiu maior suprimento interno para o país e aumento da oferta mundial de petróleo.

A produção da OPEP caiu 0,8% em 2018, alcançando a produção de 39,3 milhões de barris de petróleo por dia. Em contrapartida, a produção dos países não OPEP aumentou 4,8%, alcançando 55,4 milhões de barris de petróleo por dia. O acréscimo de produção foi oriundo principalmente dos Estados Unidos, do Canadá e da Rússia.

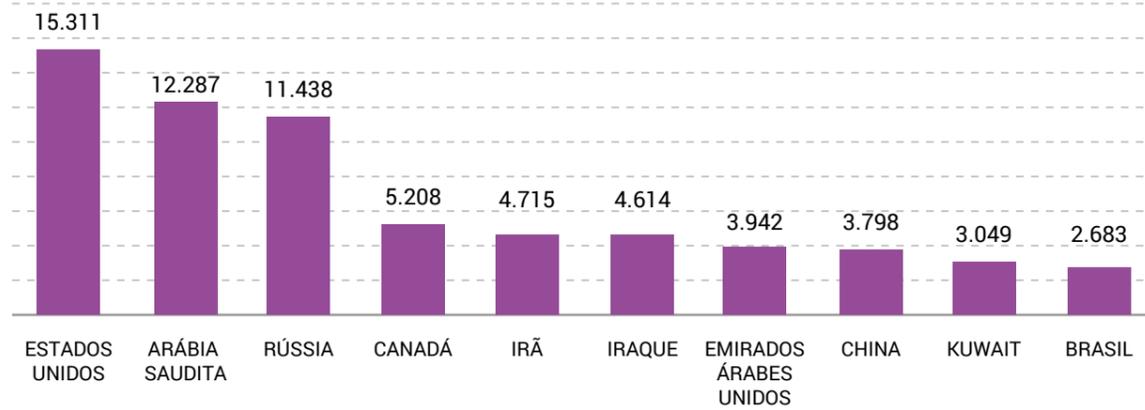
**O consumo mundial de petróleo, em 2018, foi de 99,8 milhões de barris de petróleo por dia.** Houve acréscimo de 1,4 milhão de barris, comparado com o ano anterior. A divisão entre as regiões no mundo foram: Ásia (35,9%), América do Norte (24,8%), Europa (15,3%), Oriente Médio (9,2%), América do Sul e Central (6,8%), Comunidade dos Estados Independentes (4,1%) e África (4,0%).

<sup>2</sup> A produção do petróleo não convencional consiste na implementação de tecnologias que permitem a exploração de reservas de hidrocarbonetos de difícil acesso e que precisam passar por processo químico específico para serem utilizados como substituto ao petróleo. O exemplo dessa produção é o shale gas nos Estados Unidos.

<sup>3</sup> Países membros: Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait, Venezuela, Angola, Argélia, Líbia, Nigéria, Equador, Emirados Árabes Unidos e Catar.

<sup>4</sup> Países membros: Armênia, Azerbaijão, Bielorrússia, Cazaquistão, Moldávia, Quirguistão, Rússia, Tajiquistão, Turcomenistão, Ucrânia e Uzbequistão.

Gráfico 3 - Produção de petróleo por países produtores (mil barris/dia) - 2018



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

Os principais países consumidores foram os Estados Unidos (20,5%), China (13,5%) e a Índia (5,2%) (gráfico 4). O consumo dos países pertencentes à OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico) foi de 47,5 milhões de barris de petróleo, inferior ao registrado pelos países não OCDE, de 52,4 milhões de barris. Desde 2011, os países pertencentes à OCDE consomem menos petróleo do que os países não OCDE.

**A capacidade instalada de refino mundial foi de 100 milhões barris por dia, em 2018.** Houve um acréscimo de 1,4 milhões de barris por dia, comparado com o ano anterior. A divisão entre as regiões no mundo foram: Ásia (34,7%), América do Norte (22,3%), Europa (15,7%), Oriente Médio (9,7%), Comunidade dos Estados Independentes (8,2%), América do Sul e Central (6,0%) e África (3,4%). Os principais países com capacidade instalada para o refino são Estados Unidos (18,8%), China (15,6%) e Rússia (6,6%).

**Já o refino de petróleo foi de 83,0 milhões de barris por dia.** Houve acréscimo de 1,0 milhão de barril de petróleo refinado. A divisão entre as regiões no mundo foram: Ásia (35,9%), América do Norte (23,2%), Europa (15,4%), Oriente Médio (10,2%), Comunidade dos Estados Independentes (8,3%), América do Sul e Central (4,6%) e África (2,5%). Os países que mais refinaram petróleo foram os Estados Unidos (20,4%), a China (15,0%) e a Rússia (7,0%).

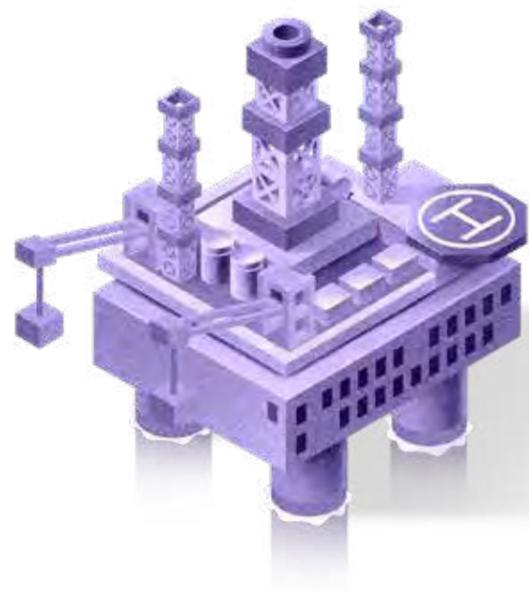
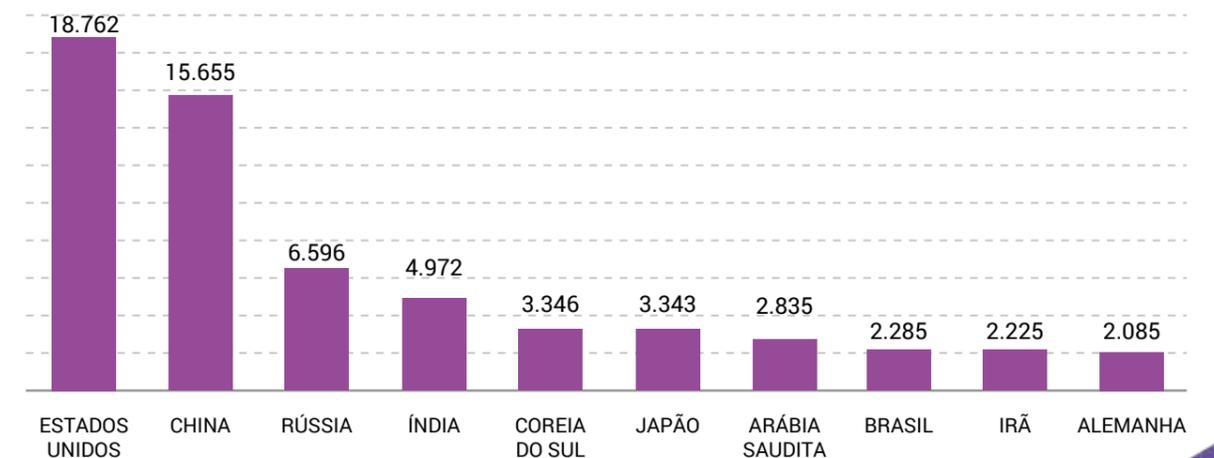


Gráfico 4 - Consumo de petróleo por países (mil barris/dia) - 2018

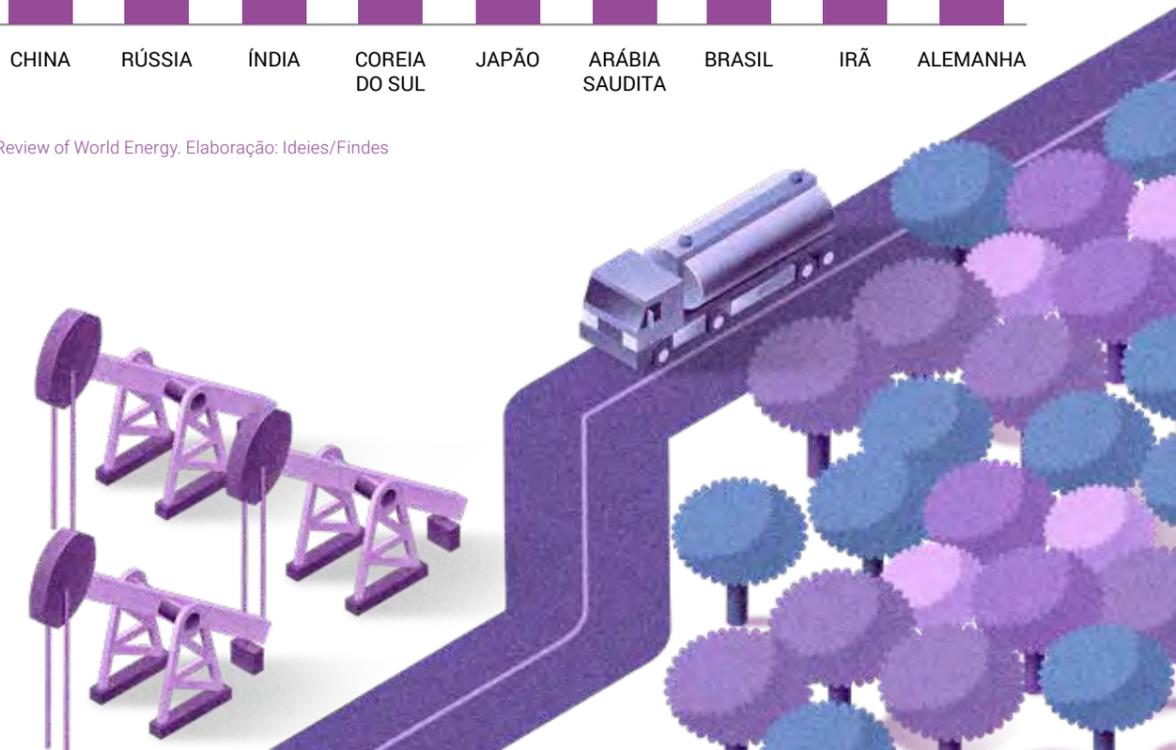


Fonte: BP Statistical Review of World Energy. Elaboração: Ideies/Findes

Gráfico 5 - Capacidade do refino de petróleo por países (mil barris/dia) - 2018



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

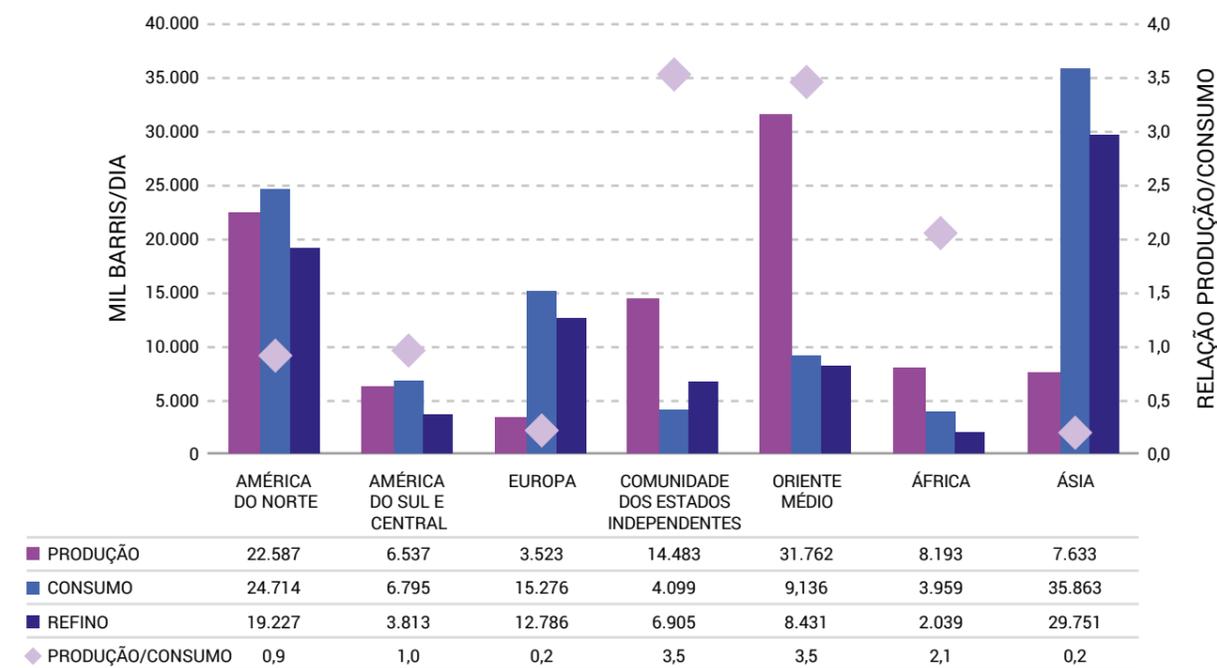


O gráfico 6 resume a distribuição mundial da produção, do consumo e do refino de petróleo em 2018. **Em síntese, a produção está concentrada no Oriente Médio e nos Estados Unidos. O refino e o consumo centralizados na Ásia e na América do Norte.**

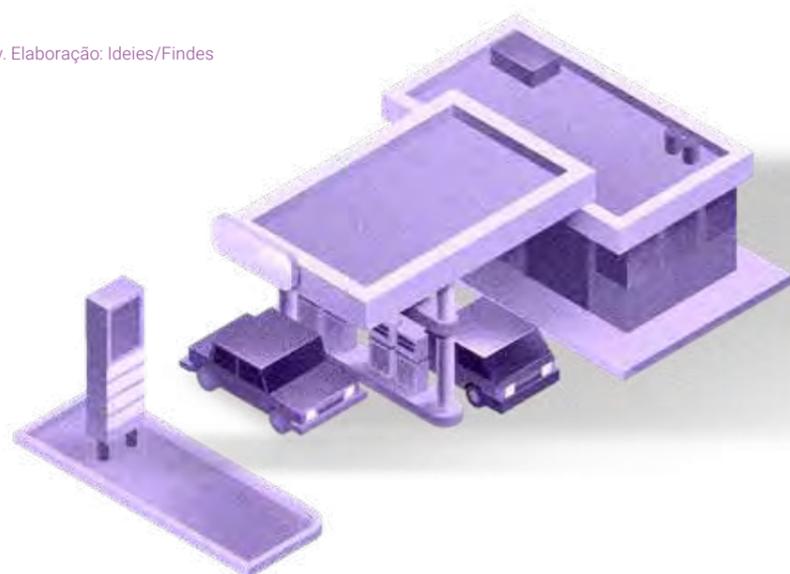
O indicador produção sobre consumo quantifica o quanto uma região produz em relação ao seu

consumo. Quando o indicador é maior que 1, significa que a região produz mais petróleo do que consome. De forma inversa, quando o indicador é menor que 1, significa que a região produz menos petróleo do que consome. O Oriente Médio (3,5 pontos) e a Comunidade dos Estados Independentes (3,5) são as regiões com a maior relação produção e consumo e a Europa (0,2) e a Ásia (0,2) são as regiões com a menor relação.

Gráfico 6 – Distribuição regional da produção, consumo e refino do petróleo – 2018



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



## Mudança mundial da matriz energética

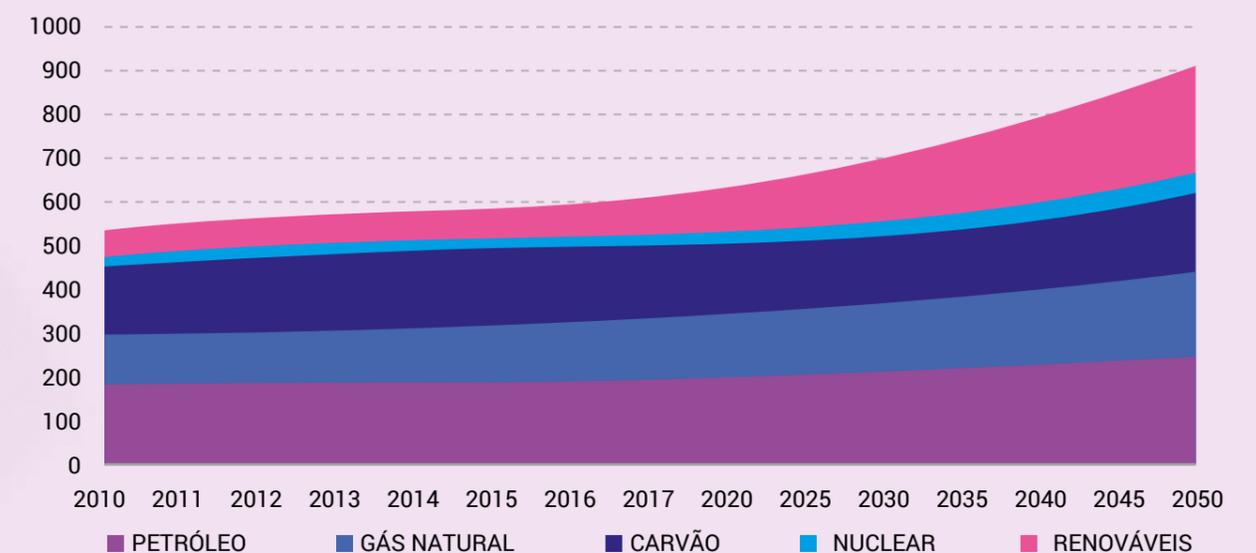
A US Energy Information Administration (EIA), agência de energia norte americana, projeta que o consumo de energia crescerá 1,2% em média anual entre 2020 e 2050. **A demanda por energia será de 910 quatrilhões de BTU (Unidade Térmica Britânica), em 2050, com maior consumo da indústria e do setor de transporte.** O consumo de energia será alavancado pelas economias em desenvolvimento, principalmente, China e Índia. A demanda dos países da OCDE crescerá em média anual 0,5%, entre 2020 e 2050. No mesmo período, o consumo de energia dos países não OCDE crescerá a uma taxa média de 1,6%.

Apesar do aumento projetado do consumo de energia, a distribuição entre as fontes geradoras mudará. A projeção é que o petróleo passe dos atuais 32,0% da força energética (203,3 quatrilhões de BTU) para 26,6% (242,5 quatrilhões de BTU) em 2050. Contudo, o petróleo ainda continuará com um pouco mais de ¼ de participação na matriz energética global.

O carvão, responsável por 22,1% da geração de energia em 2020 (157 quatrilhões de BTU), não crescerá sua participação como nos últimos anos. A projeção é que em 2050 o uso do carvão para obter energia seja responsável por 19,7% (179 quatrilhões de BTU).

As fontes de energias renováveis ganharão maior notoriedade, passando dos atuais 21,7% (153 quatrilhões de BTU) para 27,7% (252 quatrilhões de BTU) em 2050. A estimativa é que as variações do consumo de energia global sejam supridas, em sua maioria, pelas fontes renováveis. Os motivos para a transição são oriundos de alterações econômicas e políticas que favorecem a queda no custo de geração de energia renovável. Os gráficos 7 e 8 apresentam essa evolução.

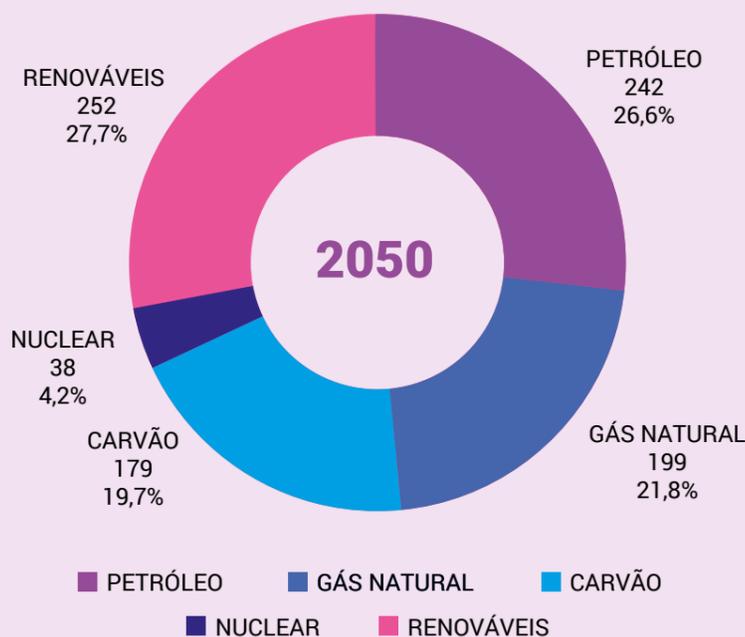
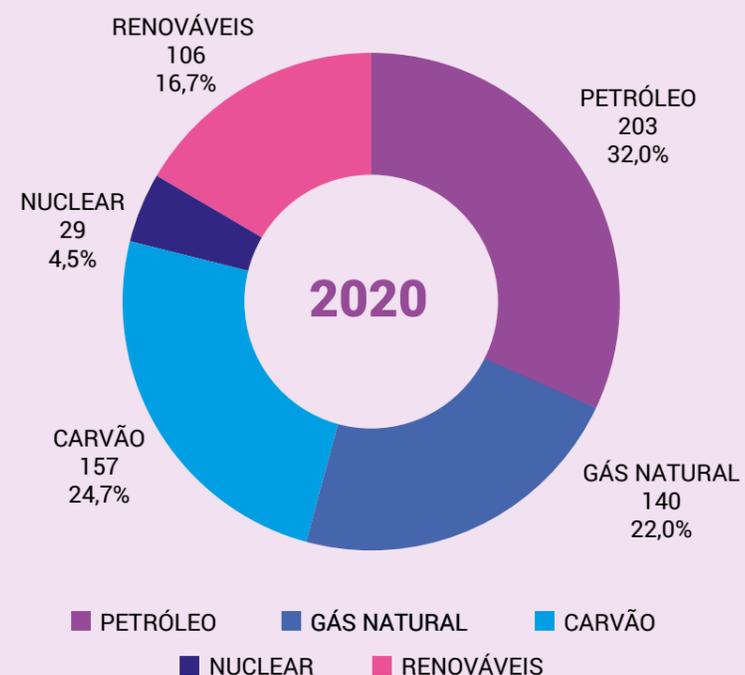
Gráfico 7 - Estimativa de consumo de energia global por fonte (quatrilhões de BTU)



Fonte: Annual Energy Outlook 2019 – EIA. Elaboração: Ideies/Findes.

## Destaque 1

Gráfico 8 - Estimativa de produção de energia global por fonte (quatrilhões de BTU) e participação (%)



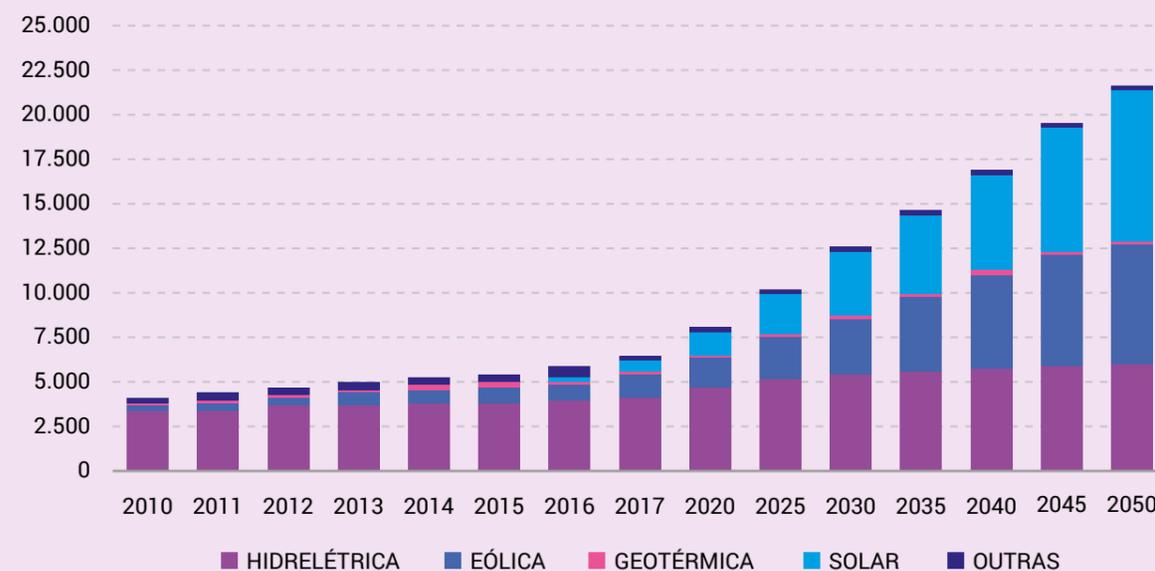
Fonte: Annual Energy Outlook 2019 – EIA. Elaboração: Ideies/Findes

A energia solar é a fonte renovável com maior potencial de crescimento, de acordo com a EIA. Entre 2020 e 2050, o crescimento médio anual será de 6,4%, atingindo em 2050, 8,3 trilhões de kWh. O maior potencial será oriundo da Índia que aumentará sua geração, na média anual do período, em 12,2%, alcançando em 2050, 16,1% da produção global de energia solar. A estimativa para o Brasil é de um crescimento médio anual de 8,7%, alcançando, em 2050, 25,8 bilhões de kWh.

A energia eólica será a segunda fonte renovável de maior destaque nos próximos anos. Atualmente, a produção dessa fonte é 1,7 trilhão de kWh. A estimativa é de uma taxa média anual de 4,6%, alcançando em 2050 uma geração de 6,7 trilhões de kWh. A China continuará sendo a maior geradora eólica, alcançando participação de 33,8%, em 2050. Contudo, a projeção é que a Índia ultrapasse a geração norte americana, tornando a segunda maior geradora de energia eólica do mundo, com 21,1% de participação global, em 2050.

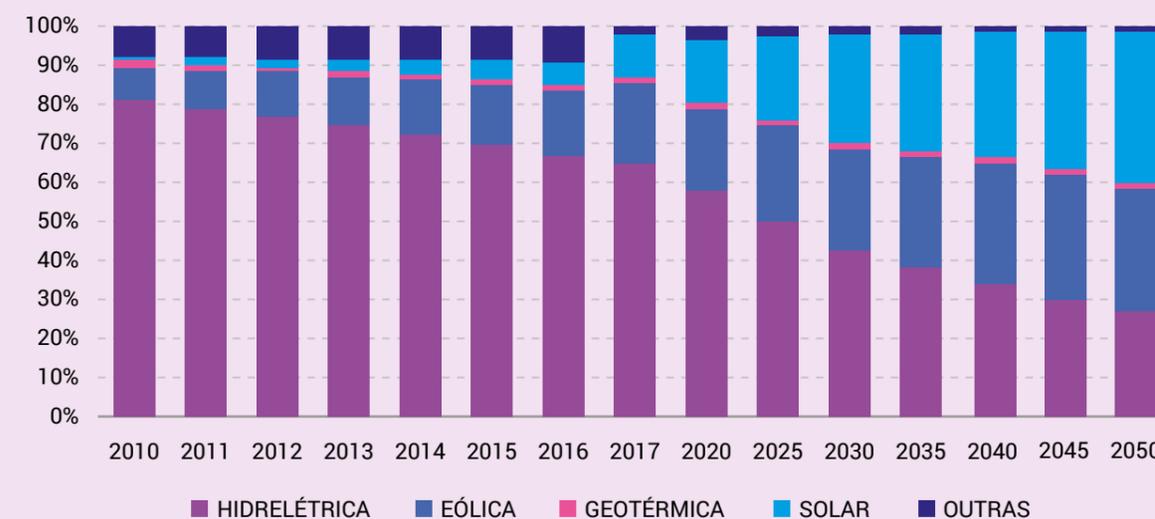
Com menor destaque, a geração de energia hidrelétrica crescerá a uma taxa média anual de 0,8% entre 2020 e 2050, alcançando 6,0 trilhões de kWh. Apesar da manutenção desta geração de energia, a participação no total produzido de energias renováveis reduzirá (gráfico 10).

Gráfico 9 – Estimativa de geração de energia global por fonte renovável no mundo (bilhões de kWh)



Fonte: Annual Energy Outlook 2019 – EIA. Elaboração: Ideies/Findes.

Gráfico 10 - Estimativa de consumo de energia global entre as fontes renováveis (%)



Fonte: Annual Energy Outlook 2019 – EIA. Elaboração: Ideies/Findes.

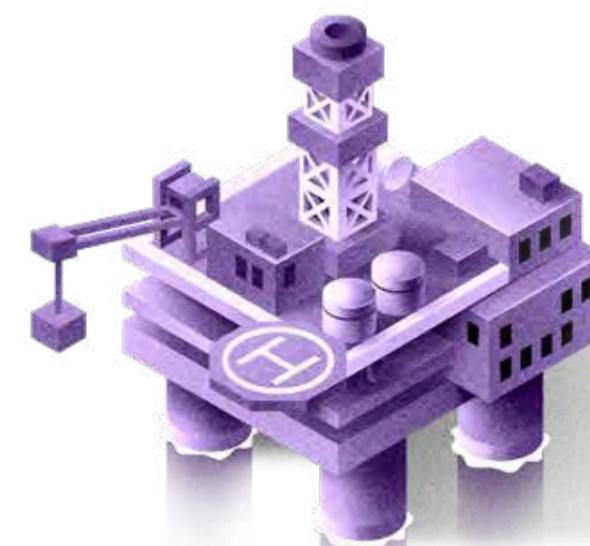
## Capítulo 2

# EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO ESPÍRITO SANTO

O início da atividade de exploração e produção de petróleo perpassa por fases importantes que antecedem o processo de produção. A União possui o monopólio sobre a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, concedendo o direito de exploração e produção a terceiros através das rodadas de licitação, coordenadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP).

A ANP faz o levantamento de dados geológicos para definir quais blocos devem ser ofertados em processos licitatórios. Após a realização da licitação e da assinatura de contratos, a empresa operadora inicia a fase de exploração da área e, caso haja a descoberta de hidrocarbonetos, deve noticiar à ANP<sup>5</sup>. Caso a produção de petróleo seja viável economicamente, a empresa deve emitir a declaração de comercialidade<sup>6</sup>, compatível com o plano de desenvolvimento da área para a produção.

As rodadas da ANP realizadas até o momento conduziram para a seguinte estrutura de exploração e produção de petróleo no Estado do Espírito Santo: 68 campos na fase de produção em duas bacias sedimentares, sendo que na bacia do Espírito Santo são 52 campos onshore e 7 campos offshore e na confrontação com a bacia de Campos são 9 campos offshore. Atuam no estado 10 petroleiras com campos na fase de produção, sendo 4 empresas estrangeiras (Shell, ONGC, QPI e Central Resources) e 6 empresas nacionais (Petrosynergy, OPEnergia, Vipetro, IPI, Imetame e Petrobras). A Petrobras possui a concessão dos campos com maior produtividade do Estado<sup>7</sup>. Além desses campos, 21 blocos na parte offshore e 12 na parte onshore estão na fase de exploração.



<sup>5</sup> Por meio da declaração de hidrocarbonetos, analisada na seção 2.2.

<sup>6</sup> Esta será analisada na seção 2.2.

<sup>7</sup> De acordo com os dados de produção da ANP.

## 2.1 Histórico das rodadas no Estado do Espírito Santo

Desde 1999 foram realizadas 16 rodadas de blocos exploratórios, quatro de campos maduros sob o regime de concessão e cinco do Pré-sal sob o regime de partilha de produção.

Para o Espírito Santo, a 1ª Rodada de Licitações de Blocos foi extremamente exitosa, principalmente na bacia de Campos, uma vez que 100% dos blocos foram arrematados. Nesta mesma rodada, a bacia do Espírito Santo teve ofertas apenas em mar e 50% dos blocos foram arrematados.

Tabela 1 - Percentual de blocos ofertados e arrematados no Espírito Santo (unidade e %)

Rodada	Blocos Ofertados por Bacia			Blocos Arrematados						
	Ano	Campos	ES	Total	Campos	Part. Campos (%)	ES	Part. ES (%)	Total	Part. Total (%)
Rodada 1	1999	3	4	7	3	100	2	50	5	71
Rodada 3	2001	2	9	11	1	50	7	78	8	73
Rodada 4	2002	2	7	9	2	100	3	43	5	56
Rodada 5	2003	12	57	69	6	50	4	7	10	14
Rodada 6	2004	6	69	75	4	67	19	28	23	31
Rodada 7	2005	8	60	68	0	-	23	38	23	34
Rodada 9	2007	0	16	16	0	-	14	88	14	88
Rodada 11	2013	0	12	12	0	-	12	100	12	100
Rodada 13	2015	0	7	7	0	-	0	-	0	-
Rodada 14	2017	5	26	31	3	60	10	38	13	42

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Das 10 rodadas de licitação que o Espírito Santo participou, a bacia de Campos teve oferta em 7 rodadas e apenas na 7ª rodada nenhuns dos 8 blocos ofertados foram arrematados. Nas outras seis, o aproveitamento ficou no mínimo

em 50%. A bacia do Espírito Santo apresentou aproveitamento de 88% e 100% nas rodadas 9 e 11, respectivamente. No entanto, nas rodadas 5, 6, 7 e 14 a participação dos blocos ficou abaixo de 50%.

**Foram ofertados cinco vezes mais blocos na bacia do Espírito Santo, ao comparar com a bacia de Campos. No entanto, a atratividade média da bacia de Campos é de 62% e a da bacia do Espírito Santo é de 37%.**

Na 14ª Rodada de Licitações, última com oferta de área no Espírito Santo, dez blocos localizados na Bacia do Espírito Santo foram arrematados pelas empresas capixabas, Bertek, Imetame e Vipetro, e por três empresas internacionais: ExxonMobilBrasil, CNOOC Petroleum e Repsol Exploración (Espanha).

Na ocasião, o estado possuía 31 blocos (26 na Bacia do Espírito Santo e 5 na Bacia de Campos), sendo 19 terrestres e 12 marítimos no leilão. Neste leilão, na parte marítima da Bacia do Espírito Santo foram arrematados dois dos quatro blocos ofertados, já na porção terrestre foram arrematados 8 blocos. Já pela Bacia de Campos foram arrematados 3 blocos marítimos na porção capixaba<sup>8</sup>.

Nas rodadas 15ª (2017) e 16ª (2018), últimas realizadas pela ANP, não houve ofertas de blocos no Espírito Santo.

Quadro 1 - Empresas vencedoras por rodada de licitação no Espírito Santo

Rodada	Nacionais	Internacionais
1	Petrobras	YPF, Agip e Texaco
3	Petrobras	Esso, Unocal, Enterprise, Phillips, EIPaso, Wintershall e Kerr-McGee
4	Petrobras	BHP Billiton Limited, Shell Brasil Ltda, Partex Oil na Gas Corporation e NewField Exploration Company
5	Petrobras	-
6	Petrobras	Shell, EnCana, Kerr-McGee Corp, Synergy, Devon, SK Corporation e Repsol Sinopec
7	Petrobras, Silver Marlin e <b>Vitória Ambiental</b>	Hess, Repsol YPF, Petrogal, Shell, Central Resources e Synergy e StatoilHydro
9	OGX, Petrobras, <b>Vitória Ambiental</b> e Petro Rio	Perenco, Ongc, Canacol e SHB
11	Petrobras, Queiroz Galvão e Cowan Petróleo e Gás	Statoil Brasil O&G, Total E&P do Brasil
14	Petrobras, <b>Bertek Ltda, Imetame e Vipetro</b>	ExxonMobilBrasil, CNOOC Petroleum e Repsol Exploración

Nota: Em destaque as empresas do Espírito Santo.

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

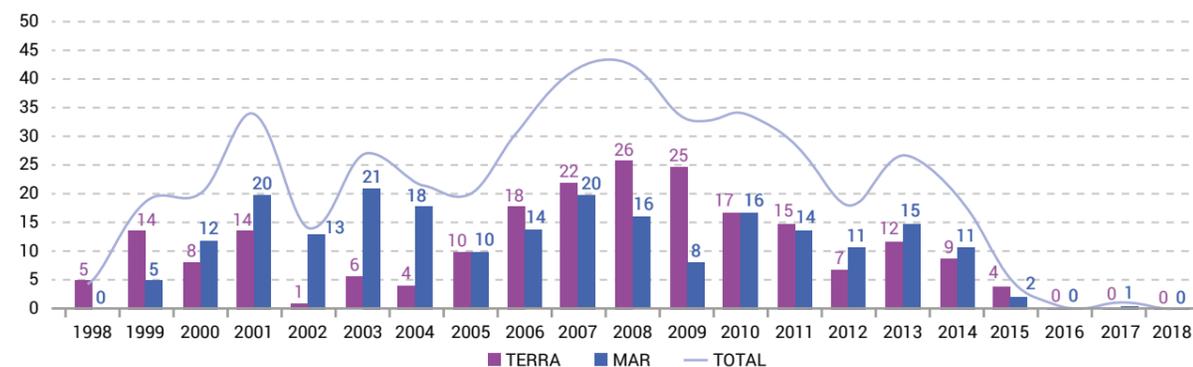


<sup>8</sup> Nesta rodada foram oferecidos dez blocos marítimos na Bacia de Campos, dos quais cinco localizados no litoral do Estado do Rio de Janeiro, quatro no litoral do Espírito Santo e um localizado parcialmente em cada estado.

## 2.2 Declarações de indícios de hidrocarbonetos e de comercialidade

As declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo foram desacelerando ao longo do tempo. Entre 2006 e 2009, a média de emissões eram de 37 declarações anuais, reduzindo essa média para 22 declarações entre 2010-2015. No ano de 2016 não houve declaração. Em 2017, foi registrada apenas uma em mar<sup>9</sup> e em 2018 não teve registro de descobertas de hidrocarbonetos.

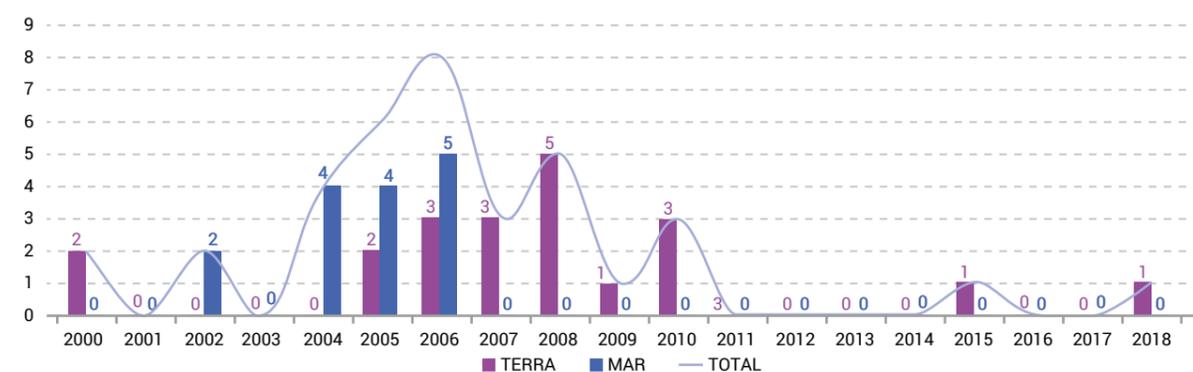
Gráfico 11 - Declarações de indícios de hidrocarbonetos no Espírito Santo (unidades)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Após a notificação de indícios de hidrocarbonetos, é verificado se há viabilidade comercial para produção das jazidas. Caso positivo, a empresa operadora deve emitir a declaração de comercialidade junto à ANP. **No Espírito Santo, as declarações de comercialidade reduziram nos intervalos de análise: de 2006 a 2009 foram emitidas, em média, 3 declarações por ano, e no período posterior (2010-2013), essa média caiu para 1, sendo reduzida a praticamente zero no período entre 2014 e 2018.** Neste último ano, houve um único registro em terra no campo Cancã Leste na Bacia do Espírito Santo.

Gráfico 12 - Declarações de comercialidade no Espírito Santo (unidades)



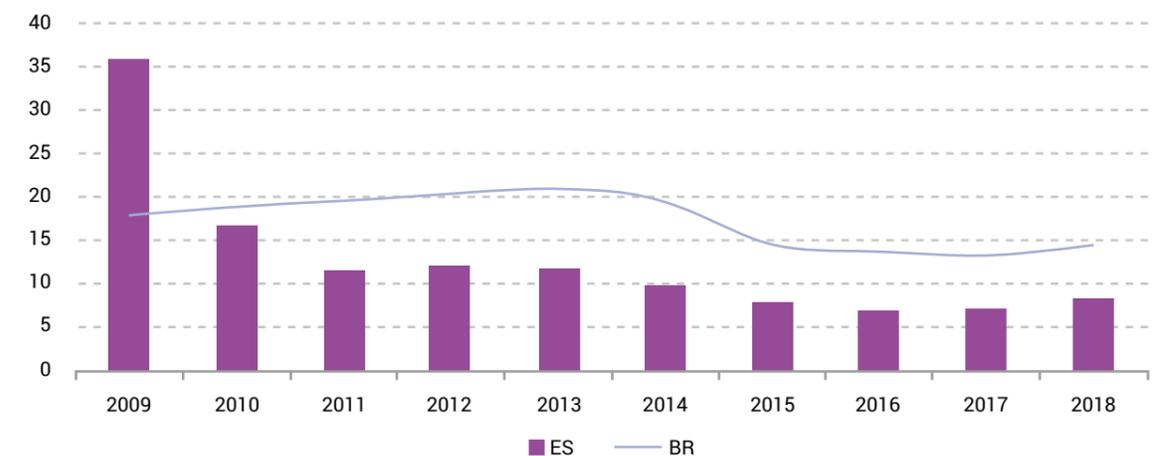
Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Além da baixa emissão de declarações de hidrocarboneto e de comercialidade, a redução do esforço exploratório no estado também pode ser mensurada por meio da relação das reservas e da produção de petróleo e gás natural (R/P)<sup>10</sup>. Essa relação estabelece o tempo (em anos) que se sustentará a produção, dado o volume de reservas. Quanto maior o indicador, maior o tempo disponível de produção de petróleo.

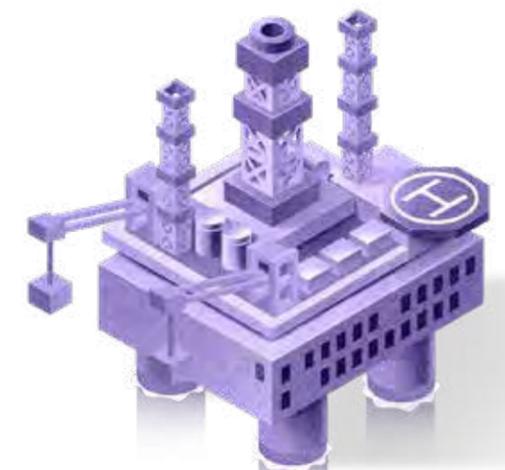
Em 2009, ano da descoberta das reservas do pré-sal, a garantia da produção alcançou 36 anos para o Espírito Santo. Já para o período seguinte, essa relação reduziu 52,9%, alcançando 8 anos em 2018 (gráfico 13). Para o Brasil, essa relação correspondeu a 14 anos, em 2018. Esses resultados são explicados, em parte, pela não realização de rodadas da ANP entre 2008 e 2013<sup>11</sup>.

A manutenção da capacidade na produção de petróleo depende do investimento em pesquisas geológicas e em exploração e desenvolvimento para verificação de novas reservas de petróleo.

Gráfico 13 - Relação entre reserva e produção de petróleo (R/P) do Brasil e do Espírito Santo (em anos)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes



<sup>9</sup> No campo Golfinho na Bacia de Campos.

<sup>10</sup> Indicador (Reservas/Produção) é utilizado pelo Ministério de Minas e Energia para monitorar a eficácia da implementação da política da Resolução CNPE nº17, de 08/06/2017.

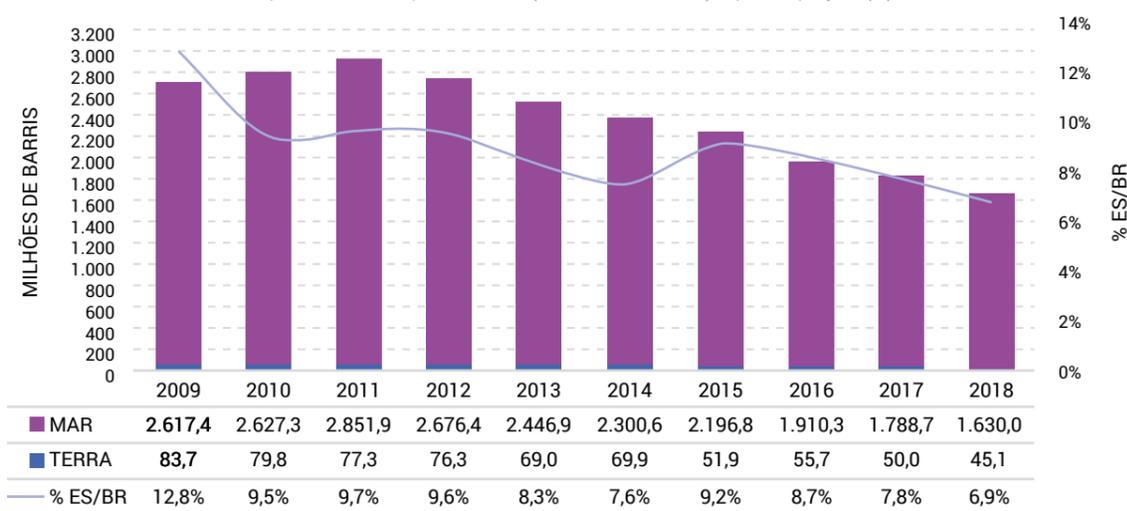
<sup>11</sup> Este fato vem sendo assinalado desde a primeira edição deste anuário.

## 2.3 Reserva de petróleo

Em 2018, as reservas capixabas de petróleo alcançaram 1,7 bilhão de barris de petróleo, 8,9% inferior ao registrado em 2017 (gráfico 14). Na contramão, as reservas nacionais cresceram 3,1% no mesmo período, alcançando 24,3 bilhões de barris de petróleo. Apesar da queda, o Estado é o segundo

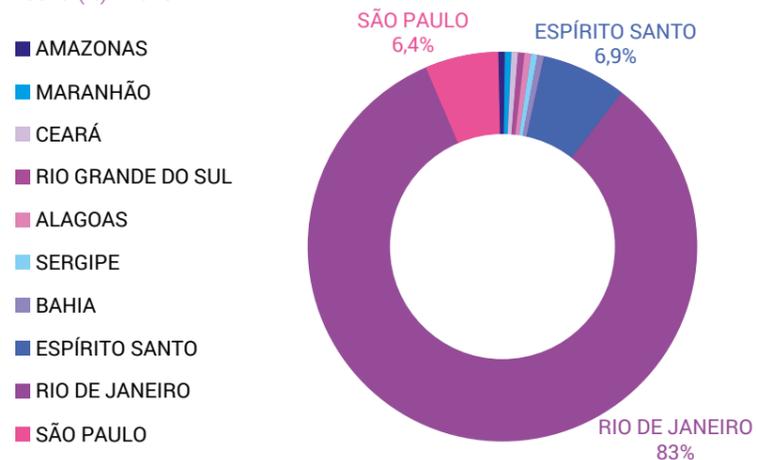
maior detentor de reservas entre as unidades federativas (6,9% das reservas nacionais), atrás apenas do Rio de Janeiro (83% das reservas nacionais), gráfico 15.

Gráfico 14 - Reservas totais de petróleo no Espírito Santo (milhões de barris) e participação (%)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Gráfico 15 - Distribuição das reservas totais de petróleo por unidade federativa (%) - 2018



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Nota: Reservas em 31/12

O último registro de aumento de reservas de petróleo no Espírito Santo foi em 2011, quando o Estado registrou 2,9 bilhões de barris de petróleo, 74,9% superior ao atual nível de reserva. Esse resultado é explicado pela queda da atividade de perfuração de poços e, também, pela maior atratividade das petroleiras nas áreas do pré-sal na bacia de Campos e Santos. Entre 2011 e 2017, a queda média anual das perfurações no Espírito Santo foi de 39,4%.

Com relação à divisão entre onshore e offshore, as reservas de petróleo em mar representam 97,3% do total do estado e as reservas em terra, 2,7%. Para o Brasil, 97,1% das reservas estão concentradas no mar e 2,9% em terra. Entre o período de 2009 e 2018, as reservas em mar no Espírito Santo caíram 4,6% a.a. e as reservas em terra caíram 6,0% a.a. No caso brasileiro, as reservas em mar aumentaram 1,8% a.a. e as reservas em terra caíram 7,2% a.a..

Enquanto as reservas brasileiras em mar estão concentradas no Rio de Janeiro (85,5%), Espírito Santo (6,9%) e São Paulo (6,6%), as reservas em terra estão concentradas entre os estados do Nordeste: Sergipe (33,1%), Bahia (29,5%), Rio Grande do Norte (23,1%) e a porção norte do Espírito Santo (6,4%).

Tabela 2 - Reservas totais de petróleo do Espírito Santo (milhões de barris)

Espírito Santo	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Terra	84	80	77	76	69	70	52	56	50	45
Mar	2.617	2.627	2.852	2.676	2.447	2.301	2.197	1.910	1.789	1.630
Total	2.701	2.707	2.929	2.753	2.516	2.371	2.249	1.966	1.839	1.675

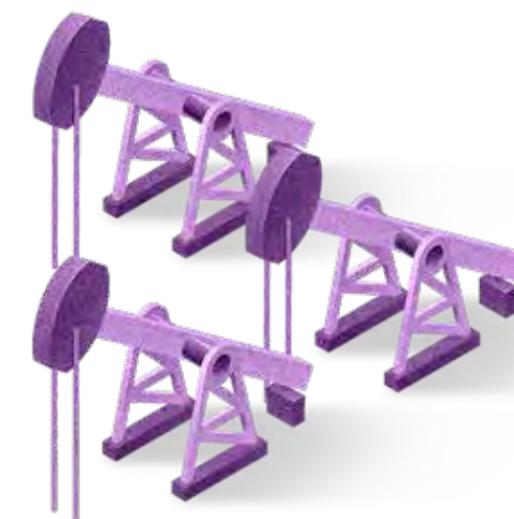
Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Foram perfurados 2 poços no Espírito Santo em 2017, ambos offshore, sendo 1 poço portador de petróleo e o outro produtor comercial de petróleo e gás natural<sup>12</sup>, ambos no campo de Golfinho, na bacia do Espírito Santo. **A última perfuração onshore no Estado foi em 2016, quando foram perfurados 2 poços na Fazenda São Rafael, ambos abandonados permanentemente.**

**No geral, a atividade de perfuração de poços no Brasil está a cargo da Petrobras e concentrada nas áreas com maior taxa de sucesso, Rio Grande do Norte no onshore, e Rio de Janeiro no offshore.**

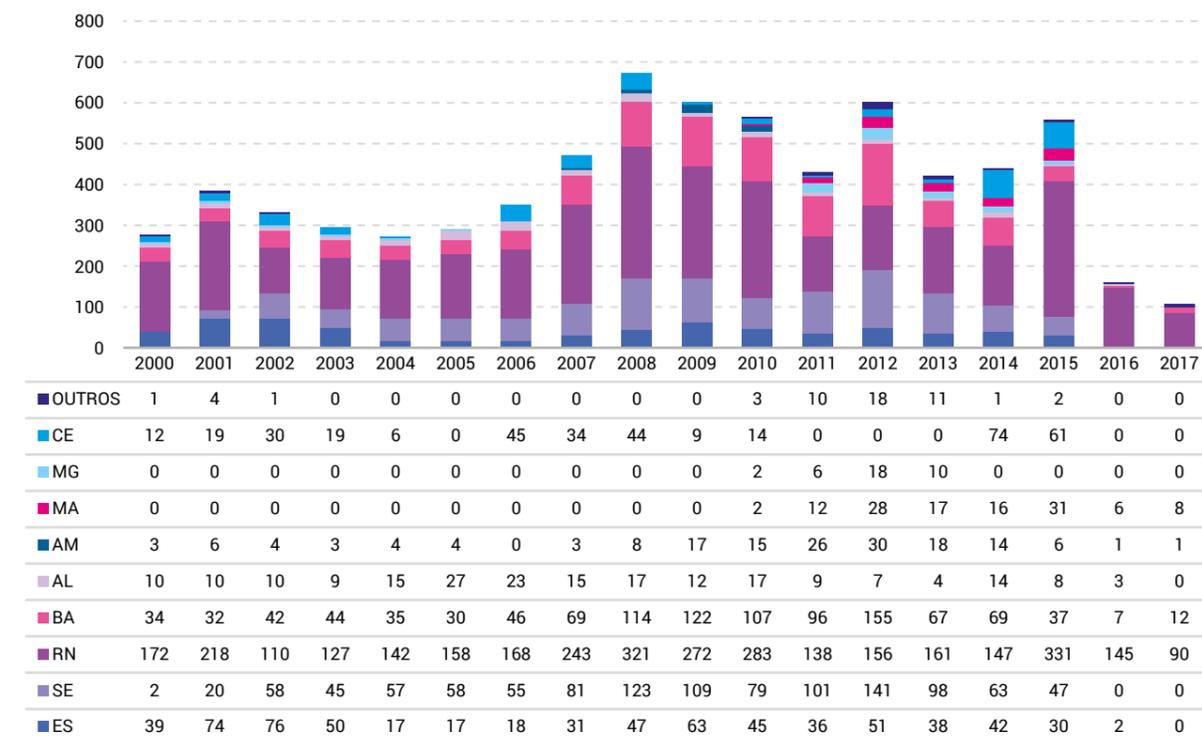
Entre 2011 e 2017, a atividade perfuratória no Brasil registrou queda média anual de 29,6%. Em terra, houve queda de 27,7% a.a. e em mar, 33,4% a.a. dos poços perfurados. Em 2017, foram perfurados 149 poços, 86,6% pela Petrobras. Destes, 111 em terra (90 poços no Rio Grande do Norte) e 38 poços em mar (35 poços no Rio de Janeiro) (gráfico 16 e 17).

No Rio Grande do Norte, todos os poços perfurados em 2017 são operados pela Petrobras e 82,2% estão em produção. Já no Rio de Janeiro, dos 35 poços perfurados, 34,3% deles foram classificados como produtor comercial de petróleo, em sua maioria operados pela Petrobras.



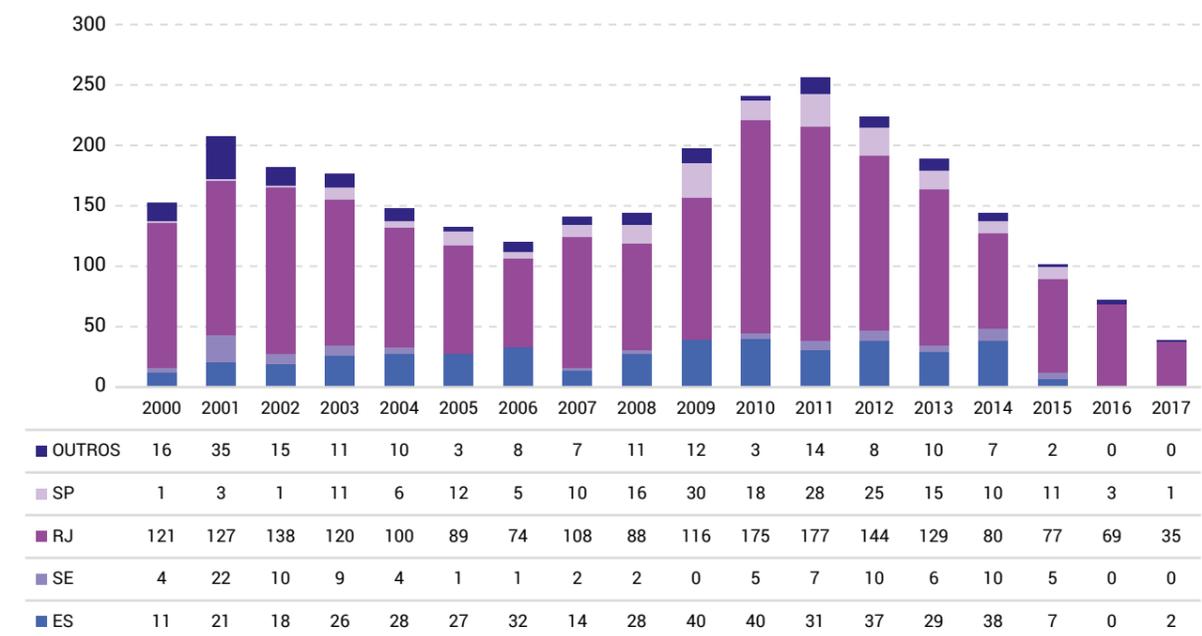
<sup>12</sup> As definições a respeito da classificação dos poços encontram-se no glossário.

Gráfico 16 - Poços perfurados onshore por unidade da federação (em unidades)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Gráfico 17 - Poços perfurados offshore por unidade da federação (em unidades)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

## 2.4 Produção

Em 2018, a produção de petróleo capixaba alcançou 122,3 milhões de barris de petróleo, 11,2% inferior ao ano anterior. A produção nacional teve queda de 1,3% no mesmo período, alcançando 944,1 milhões de barris de petróleo. Apesar da queda, o Espírito Santo continua como segundo maior

produtor de petróleo entre as unidades federativas (13,0% da produção nacional), atrás apenas do Rio de Janeiro (70,2%).

### 2.4.1 Produção Offshore

A produção offshore no Espírito Santo alcançou, em 2018, 118,7 milhões de barris de petróleo, 11,3% abaixo do ano anterior. A produção nacional offshore registrou queda em 2018, de 0,8%. O Espírito Santo ocupou a segunda posição entre as unidades federativas na produção em mar, 13,1%. O Rio de Janeiro produziu 662,8 milhões de barris de petróleo, que corresponde a 73,4% da produção nacional (gráfico 18).

interligados em três plataformas do tipo Floating Production Storage and Offloading (FPSO): P-57, P-58 e FPSO Capixaba. Nestas plataformas, o óleo é tratado e temporariamente armazenado nos tanques das embarcações e transferido para navios aliviadores.

De acordo com a escala da American Petroleum Institute, o grau de API<sup>13</sup> do óleo produzido nos campos offshore no Espírito Santo foi de 32,1, em 2018. Os campos de Camarupim e Camarupim norte (API 57,5), ambos na bacia do Espírito Santo, concentram a produção de um dos óleos mais leves do Brasil. Já os campos de Abalone e Argonauta possuem API entre 17 e 18, considerados como óleos pesados. A avaliação a respeito do grau de API é importante para mensurar o valor do hidrocarboneto no mercado internacional.

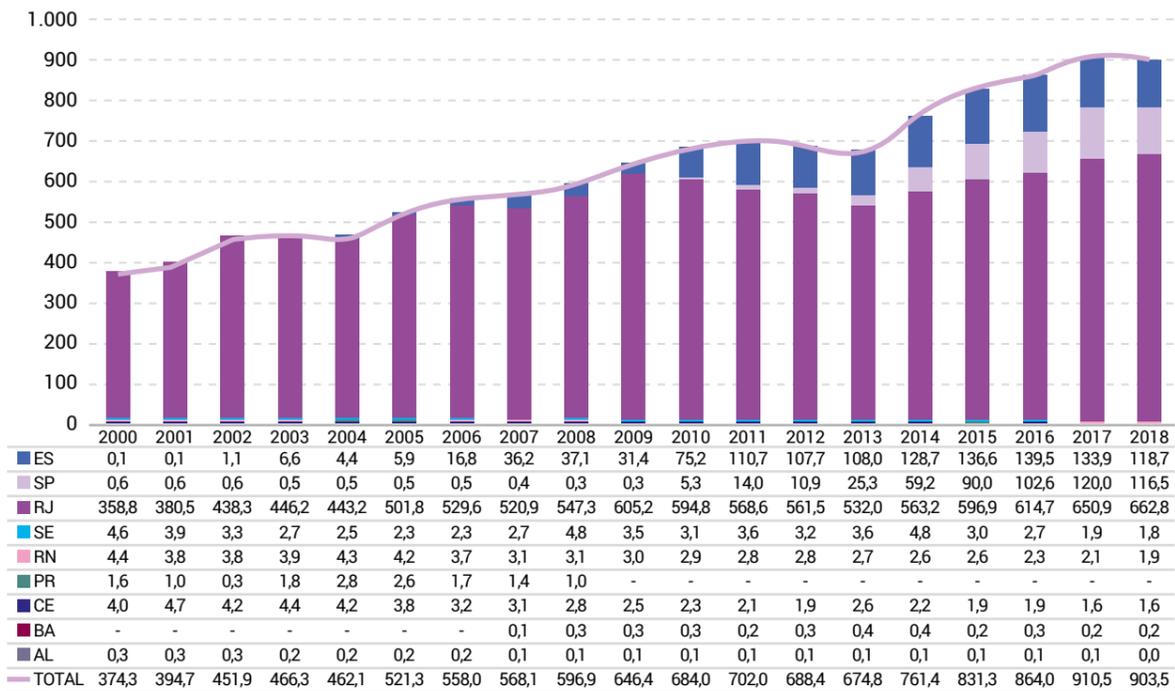
Na bacia do Espírito Santo, o destaque foi para o campo de Golfinho que alcançou a produção de 15,9 mil bbl/dia em dezembro (gráfico 19), 4,9% da produção offshore capixaba. A área possui 7 poços produtores e nenhum injetor, interligados a FPSO cidade de Vitória. O óleo produzido é escoado por navios aliviadores. O campo também produz gás natural que é escoado através de gasoduto interligando a plataforma até a unidade de tratamento de Cacimbas (UTGC), no norte do Estado.

Entre os campos em produção offshore, destaca-se o campo de Jubarte, localizado na bacia de Campos. Em dezembro de 2018 a produção do campo alcançou 188,2 mil bbl/dia, 58,7% da produção offshore do Espírito Santo (gráfico 19). O campo possui 36 poços em produção e 19 poços injetores<sup>14</sup>,

<sup>13</sup> O grau API é uma escala criada pela American Petroleum Institute (API). O grau mede a densidade dos líquidos derivados de petróleo. Quanto mais denso for o óleo, menor o seu grau API e menor é o seu valor no mercado internacional.

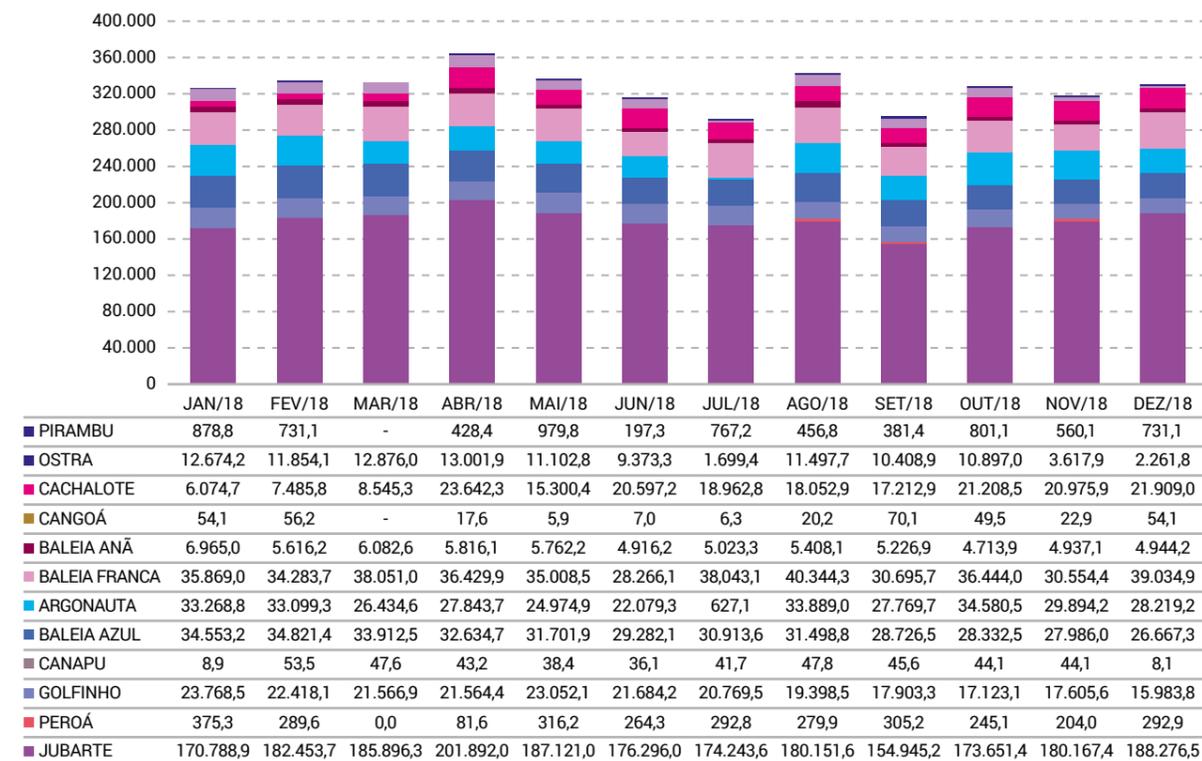
<sup>14</sup> Poço injetor é perfurado para o destino de fluidos oriundos da produção de hidrocarboneto. Esses poços ajudam a otimizar a recuperação de petróleo e gás natural do campo produtor.

Gráfico 18 - Produção offshore por unidade da federação (em mil barris)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Gráfico 19 - Produção mensal dos campos offshore no Espírito Santo (bbl/dia) - 2018



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Tabela 3 - Campos offshore do Espírito Santo em produção e sob concessão

Bacia	Campo	Operadora	%	Sócio 1	%	Sócio 2	%
Campos	Abalone	Shell Brasil	50%	ONGC Campos	27%	QPI Brasil Petróleo	23%
Campos	Argonauta	Shell Brasil	50%	ONGC Campos	27%	QPI Brasil Petróleo	23%
Campos	Baleia Anã	Petrobras	100%				
Campos	Baleia Azul	Petrobras	100%				
Campos	Baleia Franca	Petrobras	100%				
Campos	Cachalote	Petrobras	100%				
Campos	Jubarte	Petrobras	100%				
Campos	Ostra	Shell Brasil	50%	ONGC Campos	27%	QPI Brasil Petróleo	23%
Campos	Pirambu	Petrobras	100%				
Espírito Santo	Caçõal	Petrobras	100%				
Espírito Santo	Camarupim	Petrobras	100%				
Espírito Santo	Camarupim Norte	Petrobras	65%	OP Energia	35%		
Espírito Santo	Canapu	Petrobras	100%				
Espírito Santo	Cangoá	Petrobras	100%				
Espírito Santo	Golfinho	Petrobras	100%				
Espírito Santo	Peroá	Petrobras	100%				

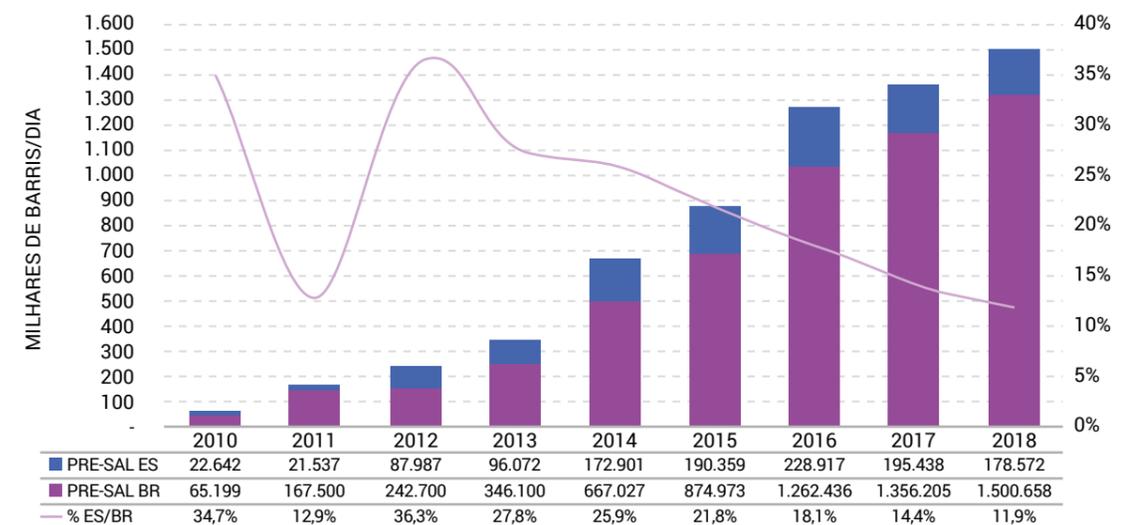
Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

<sup>1</sup> Campo em processo de devolução.

O pré-sal capixaba<sup>15</sup> produziu, em 2018, 178,6 mil bbl/dia, uma redução de 8,5% em relação ao ano anterior. Na contagem, a produção nacional do pré-sal aumentou 10,6% alcançando 1,5 milhões de bbl/dia. É o segundo ano consecutivo que a produção do pré-sal no Espírito Santo registrou queda. Na passagem de 2016 para 2017 a produção caiu 14,6% (gráfico 20).

O grau médio de API do óleo referente aos campos do pré-sal é 26,9, considerado um óleo médio em relação à sua densidade. Na parte capixaba do polígono, o grau médio de API é de 27,1. Os campos de Baleia Azul e Pirambu possuem o óleo mais leve, ambos com grau API de 29,7.

Gráfico 20 - Produção do pré-sal no Brasil e no Espírito Santo (milhares de barris/dia) e participação (%)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

<sup>15</sup> Área do polígono do pré-sal em confrontação com o Espírito Santo

## O novo plano de desenvolvimento do parque das Baleias

Com o fim do monopólio exercido pela Petrobras em 1997, ficou acordado que outras empresas poderiam exercer as atividades de exploração e produção de petróleo, de acordo com a Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo). Desta forma, a Rodada 0 ratificou os direitos da Petrobras nos contratos de concessão dos campos que estavam em produção na data vigente da lei. O bloco B-060, localizado na bacia de Campos, ao sul do Espírito Santo foi um exemplo dos contratos ratificados à época.

Em 2002, o bloco B-060 recebeu a primeira descoberta comercial de petróleo, no campo de Cachalote. Entre 2003 e 2006 foram descobertos novos reservatórios nos campos de Baleia Franca, Baleia Azul, Baleia Añã, Pirambú, Caxaréu e Mangangá. Esses campos ficaram conhecidos como Parque das Baleias<sup>16</sup>.

Em 2007, foram identificadas as reservas de petróleo na camada do pré-sal no Parque das Baleias. A ANP, por meio das Resoluções da Diretoria nº 596 e 597, solicitou a revisão do plano de desenvolvimento de Jubarte, para que fosse contemplado a integração dos campos, incluindo o óleo do pré-sal.

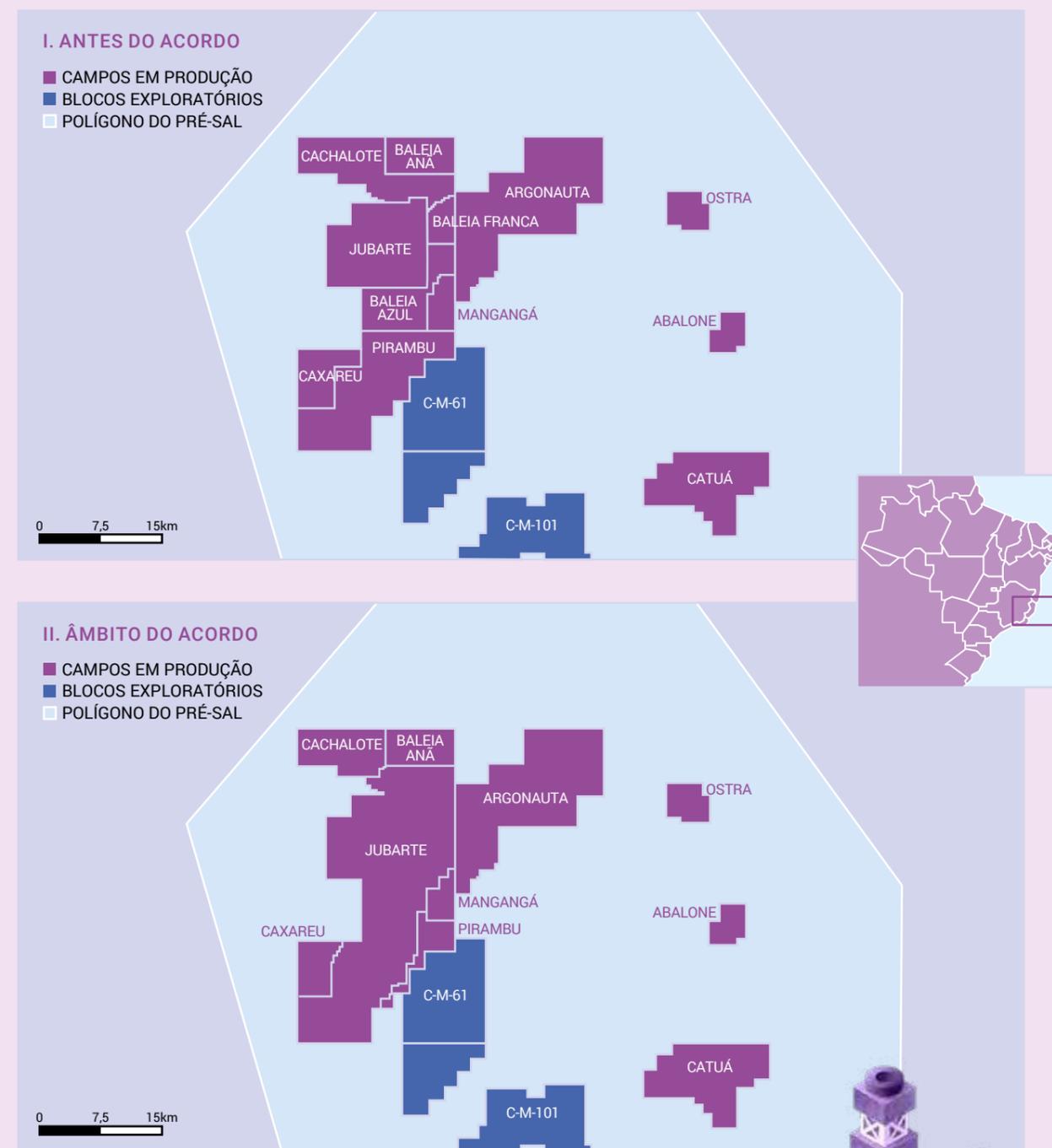
Em 2013, o governo do Espírito Santo solicitou à ANP que fosse considerado apenas um reservatório para fins de cálculo de royalties e participação especial. A solicitação do governo estadual pretendia auferir a devida Participação Especial que cabia ao estado. A agência, por intermédio da Resolução da Diretoria nº 69, determinou a união dos campos com a formação de um único reservatório.

Em resposta, a Petrobras contestou a decisão, recorrendo ao procedimento arbitral. Depois de sucessivas tentativas de acordo, em 2018 a Petrobras e a ANP concordaram em suspender o procedimento e intensificaram os esforços para um acordo. Por fim, o acordo considerou um único reservatório, denominado novo Campo de Jubarte, incluindo as áreas compreendidas entre Jubarte, Baleia Azul, Baleia Franca, partes de Cachalote, Mangangá e Pirambu (Figura 1).

Além dessa decisão, **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.** Ademais, haverá a inclusão de uma nova FPSO integrada ao parque das baleias com escoamento do gás natural através da construção de um duto flexível ligando o gasoduto Sul Capixaba até o gasoduto Sul Norte Capixaba que, por sua vez, faz a ligação até a unidade de tratamento de gás natural de Cacimbas. Além disso, o Novo Campo de Jubarte passou a gerar participação especial, como previa a solicitação do governo do Estado do Espírito Santo.

O acordo possibilitará maiores oportunidades para o Espírito Santo devido a três pontos: (I) maiores receitas provenientes da exploração e produção do petróleo e do gás natural; (II) a ampliação de investimentos na infraestrutura de escoamento de gás natural e; (III) aumento da demanda de produtos da cadeia de fornecedores de petróleo e gás natural.

Figura 1 - Localização do Parque das Baleias – Bacia de Campos



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

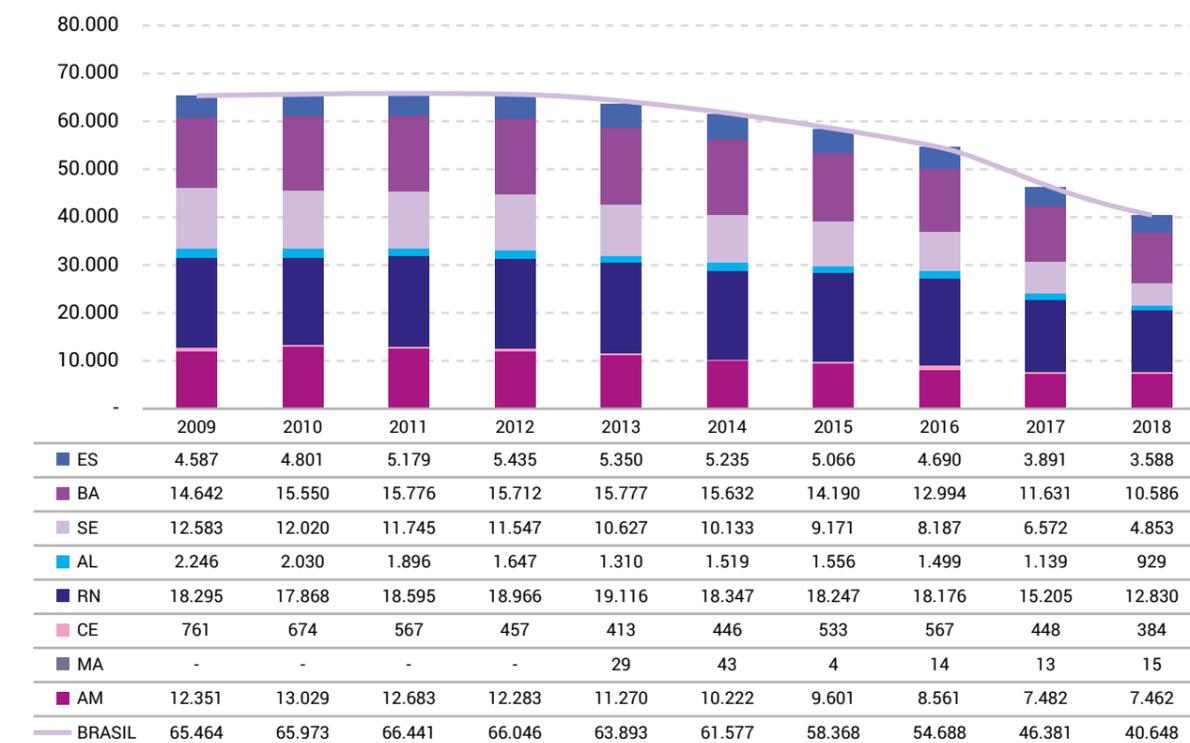
<sup>16</sup> O campo de Caxaréu está em desenvolvimento e o de Mangangá está em processo de devolução à ANP.

## 2.4.2 Produção Onshore

A produção onshore no Espírito Santo alcançou, em 2018, 3,5 milhões de barris de petróleo, 7,9% abaixo do ano anterior. A produção nacional onshore também registrou queda em 2018, de 12,3%. O Espírito Santo ocupou a quinta posição entre as unidades federativas na produção em terra, 8,8% da produção nacional. O Rio Grande do Norte produziu 12,8 milhões de barris de petróleo, 31,6% da produção do país (gráfico 21).

De acordo com a escala da American Petroleum Institute, o grau de API dos campos onshore do Espírito Santo variou entre 13 a 19, considerado um óleo com uma densidade pesada. O óleo de origem onshore mais leve do Brasil fica nos campos localizados na bacia do Parnaíba (campos Gavião Branco, Gavião Vermelho, Gavião Caboclo e Gavião Real), no Maranhão, sendo a média de API destes campos de 54,0.

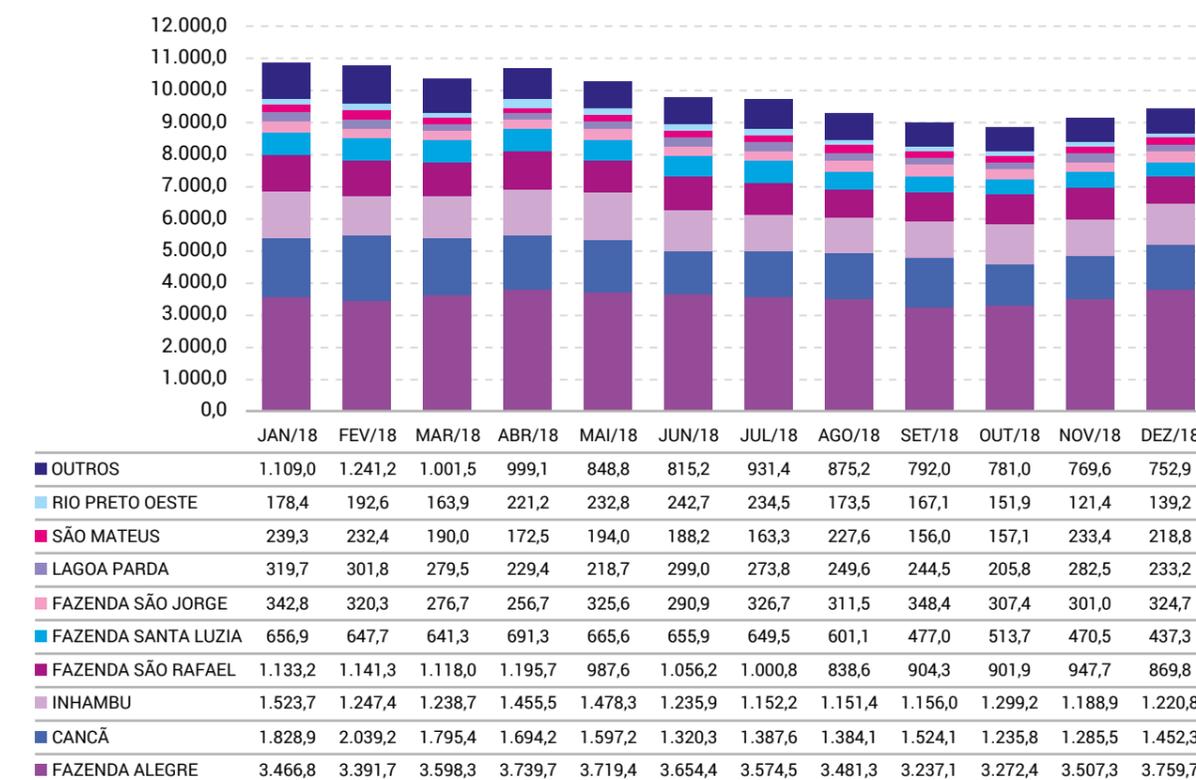
Gráfico 21 - Produção onshore no Brasil (em mil barris)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes



Gráfico 22 - Produção mensal dos campos onshore no Espírito Santo (bbl/dia) - 2018

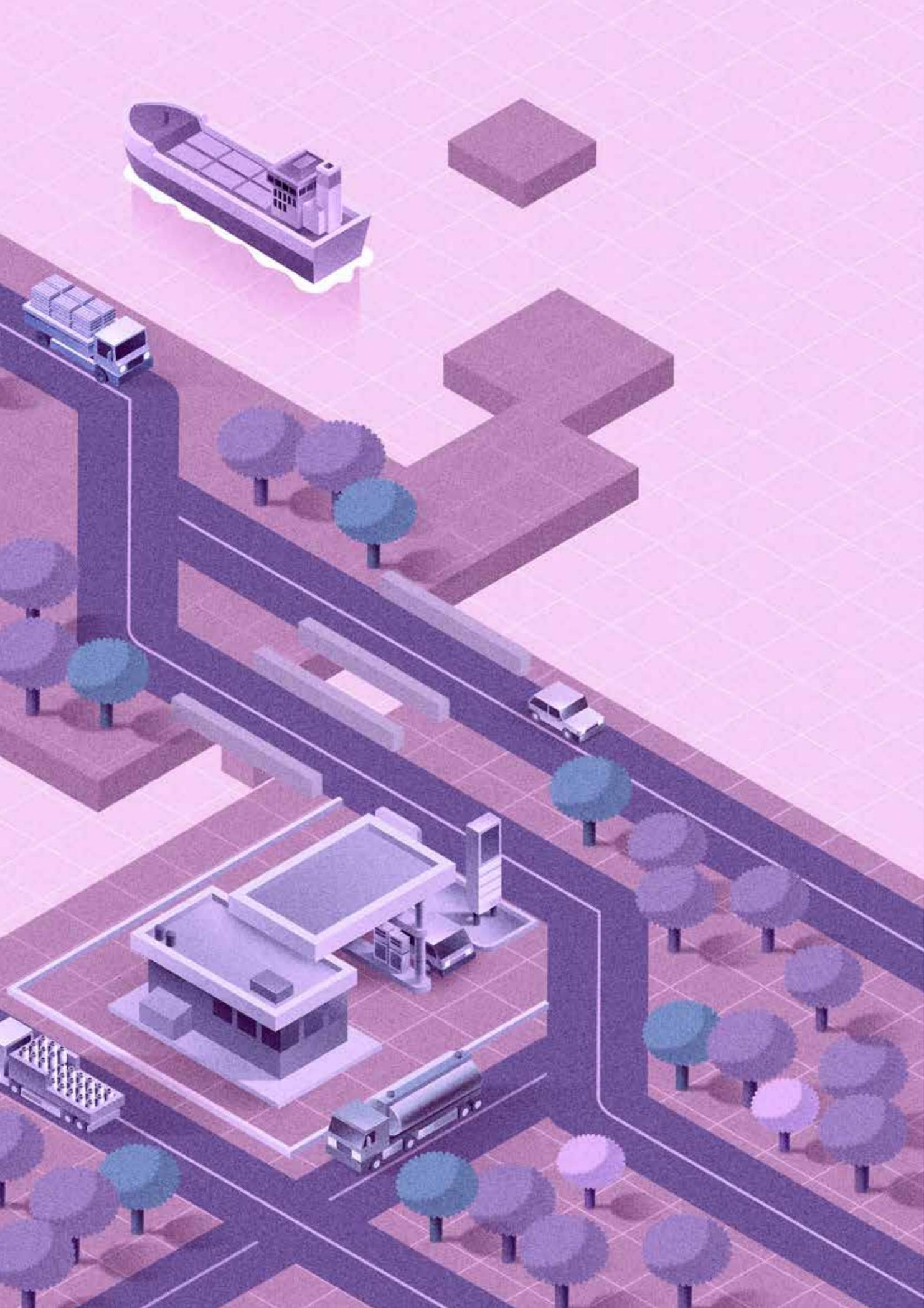


Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Entre os campos em produção onshore, destaca-se o campo de Fazenda Alegre, localizado na cidade de São Mateus, ao norte do Espírito Santo. A área, em operação desde 1996, alcançou em dezembro de 2018 a produção de 3,7 mil bbl/dia, representando 40,0% do que é produzido por meio onshore no Espírito Santo (gráfico 22). O campo possui 54 poços produtores e 13 injetores, interligados por quatro estações satélites que conduzem o óleo até a Estação de Fazenda Alegre (EFAL). O óleo é processado e transportado através de oleoduto até o Terminal Norte Capixaba (TNC), seguindo para o mercado de refino. Em 2018, o campo foi o 6º em produção do Brasil, atrás apenas dos campos de Carmópolis (SE), Rio Urucu (AM), Estreito (RN), Leste Urucu (AM) e Canto do Amaro (RN).

Além deste, o campo de Cancã, localizado na cidade de Linhares, alcançou a produção de 1,4 mil bbl/dia em dezembro de 2018, representando 15,4% da produção onshore do Espírito Santo (gráfico 22). A área possui 29 poços produtores, interligados até a Estação Coletora de Cancã (ECNC). Posteriormente, o óleo é transportado por carreta até a Estação de Fazenda Alegre (EFAL) e, após o processamento, é transportado por oleoduto até o Terminal Norte Capixaba (TNC).





## Capítulo 3

# PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS E REFLEXOS ECONÔMICOS

As demandas da indústria do petróleo e gás natural criam ao seu redor um significativo mercado especializado para a realização de sua atividade. Isto, conseqüentemente, leva a expansão da quantidade de empregos, de empresas fornecedoras e de abastecimento, bem como os pagamentos de compensações financeiras e de tributos relacionados à produção e à comercialização do petróleo e gás natural. Esses transbordamentos positivos ocasionam o aumento da renda

local e podem ser utilizados para impulsionar o desenvolvimento socioeconômico regional.

O objetivo desse capítulo é analisar parte desses reflexos econômicos da indústria de petróleo e gás no Espírito Santo, que são: 1) pagamento de compensações financeiras denominadas de participações governamentais; 2) mercado de trabalho da cadeia de P&G; 3) e as exportações e as importações desta cadeia.

### 3.1 Participações Governamentais

No Brasil, as jazidas de petróleo e gás natural são de propriedade da União (art. 20 da Constituição Federal). O desenvolvimento e a exploração desses hidrocarbonetos são concedidos às empresas vencedoras de rodadas de leilões de licitação realizados pela ANP. Como contrapartida da atividade de lavra, essas empresas precisam compensar financeiramente a União, os estados e os municípios por explorarem um patrimônio nacional.

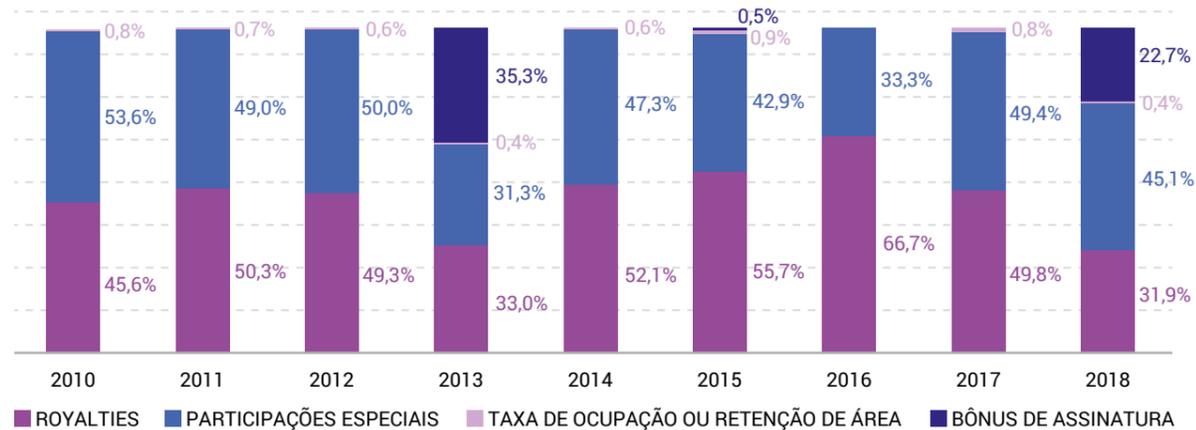
A regulamentação que rege os pagamentos, as distribuições e a fiscalização das participações governamentais permeia a história do surgimento e da evolução do setor de petróleo e gás no país. A sua legislação é constantemente revisada e atualizada buscando a modernização das relações institucionais do setor de P&G. Apesar de positiva, essas constantes mudanças, quando não programadas, geram um ambiente de incerteza e de insegurança para o investidor.

Em 2018, a atividade de exploração de petróleo e gás natural brasileira gerou R\$ 65,76 bilhões em participações governamentais, valor distribuído entre a União, os estados, os municípios e os proprietários de terras com lavras instaladas. Destes, 31,9% em royalties, 45,1% em participações especiais, 0,4% de ocupação ou retenção de áreas<sup>17</sup> e 22,7% em bônus de assinatura<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> Consiste no pagamento feito pelos concessionários aos proprietários de terra em troca da ocupação ou retenção da área terrestres concedida durante as fases de exploração e produção de petróleo.

<sup>18</sup> O bônus de assinatura é uma participação governamental paga pelo vencedor do processo de licitação para a obtenção da concessão de exploração e produção de petróleo e gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado no edital da licitação. Parte desse recurso é destinada à União e parte à ANP.

Gráfico 23 - Composição das participações governamentais do Brasil por modalidade (% sobre o total)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findes.

Entre essas participações governamentais, apenas as obrigações de royalties e participação especial (PE) são destinados aos estados e municípios. **Em 2018, o Espírito Santo (estado e municípios) rece-**

**beu R\$ 2,9 bilhões em participações governamentais, sendo 53,4% de royalties e 46,6% em PE. Este valor correspondeu a 4,2% do total recebido por todas as unidades federativas do país.**

### 3.1.1 Royalties

Os royalties são uma compensação financeira paga por todos os campos produtores de petróleo e gás natural pela exploração<sup>19</sup> deste recurso esgotável. Entre as participações governamentais, royalties são os pagamentos de maior visibilidade nacional. Conforme critério definido por lei, a sua alíquota de incidência pode variar entre 5% e 10%, sendo distribuídos entre a União, os estados e os municípios.

**Em 2018, o Estado do Espírito Santo arrecadou R\$ 757,8 milhões em royalties gerados pela atividade de extração e produção de petróleo e gás e os municípios arrecadaram R\$ 790,7 milhões. Estes montantes somados alcançam R\$1,5 bilhão, resultado superior em 18,6% ao arrecadado em 2017.**

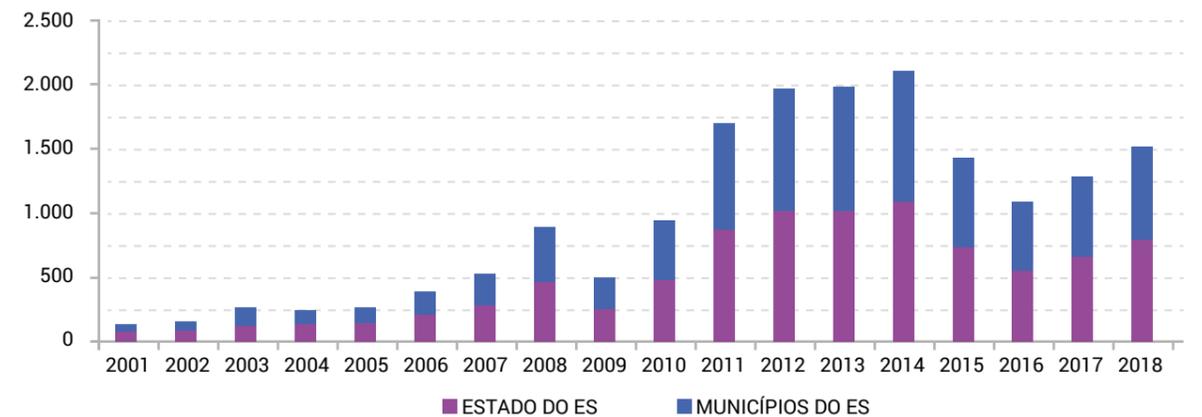
De 2001 a 2018, o montante de royalties no Espírito Santo aumentou de forma considerável, principalmente, devido ao início da exploração no polígono do Pré-sal. Durante este período, o total

destas obrigações pagas ao governo estadual e aos municípios cresceram em média 16,0% ao ano, resultado acima da média nacional (7,1% a.a.).

No âmbito da arrecadação apenas para a esfera estadual, **em 17 anos, as receitas provenientes de royalties do Espírito Santo cresceram 15,2% a.a., saltando de R\$68,5 milhões em 2001 para R\$757,8 milhões em 2018, em valores reais. As arrecadações dos municípios espírito-santenses cresceram mais intensamente, com uma taxa de 16,9% a.a, passando de R\$55,3 milhões para R\$790,7 milhões nesta mesma base de comparação, também em valores reais.**

Logo, neste período, a participação das receitas de royalties do Espírito Santo sobre o total arrecado pelo Brasil aumentou em 5,5 pontos percentuais (p.p), saindo de 1,9% em 2001 para 7,4% no ano de 2018.

Gráfico 24 - Receita de royalties no Espírito Santo (R\$ milhões) \*



(\*) Valores deflacionados pelo IPCA (acumulado de jan-dez 2018).  
Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findes.

Vale destacar que de 2010 a 2014 foram os anos de auge nas receitas de royalties no Espírito Santo (gráfico 24). Entre estes anos, o estado registrou um crescimento absoluto de 22,3% de arrecadação em royalties. Esse momento é explicado pela confluência positiva dos três fatores que determi-

nam os valores dos royalties a serem pagos pelas operadoras: (I) o crescimento significativo da produção desses hidrocarbonetos, proporcionado pelo avanço da exploração no Pré-sal; (II) alta na cotação do barril do petróleo; (III) e, partir de 2012, o aumento do preço do dólar americano<sup>20</sup>.

Gráfico 25 - Participação das receitas de Royalties do Espírito Santo sobre o total do Brasil (%)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findes.

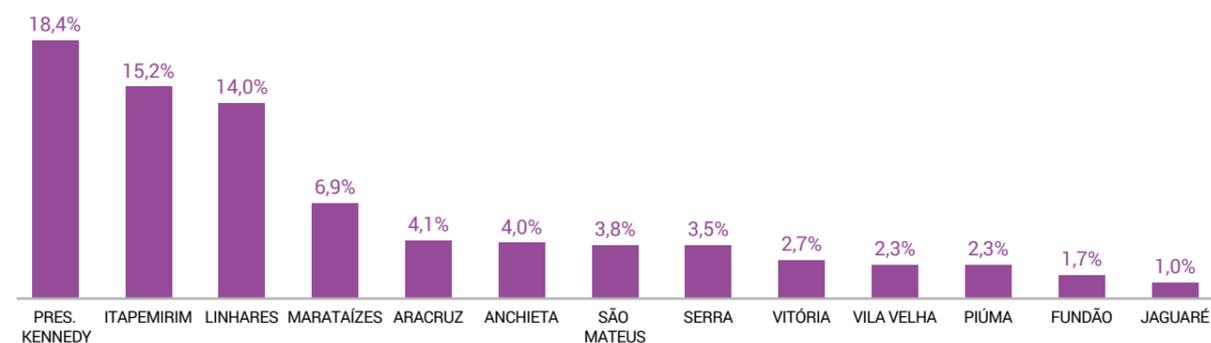
<sup>19</sup> De acordo com Pinto Júnior et. al. (2016), o seu pagamento está associado aos conceitos de: (i) ressarcimentos de gerações futuras pelo esgotamento de recurso existente hoje; e (ii) mecanismos compensatórios dos possíveis impactos negativos da produção de petróleo e gás natural. Vale ressaltar que royalties é uma compensação financeira também paga por outras atividades de exploração de recursos naturais de propriedade da união, a citar como exemplo a mineração.

<sup>20</sup> Para informações sobre o preço do barril e de volume de produção vide, respectivamente, o capítulo 1 e 2. Em relação à taxa de câmbio (US\$ - média anual venda), ela saiu de R\$1,67 em 2011 para: R\$1,96 em 2012; R\$2,16 em 2013; e R\$ 2,35 em 2014.

Entre 2014 e 2018, este cenário tornou-se menos favorável. Houve redução da arrecadação de royalties do Estado do Espírito Santo em 28,0% e dos municípios capixabas em 27,8%. A explicação para essa queda é a menor produção de petróleo e gás no Espírito Santo e a queda do preço do barril. Em contrapartida, o aumento na taxa de câmbio brasileira contrabalanceou essa retração no montante pago em royalties. Nos anos de 2016, 2017 e 2018 o preço do barril de petróleo voltou a subir, porém, não atingiu o mesmo patamar observado nos anos de 2010 a 2014.

Em 2018, os campos offshore do Espírito Santo geraram R\$ 4,85 bilhões em royalties. Os maiores montantes pagos foram nos campos de Roncador<sup>21</sup> (R\$ 1,7 bilhões) e Jubarte (R\$ 1,6 bilhões), ambos da bacia de Campos no polígono do Pré-sal. Neste ano, as obrigações dos campos onshore

Gráfico 26 - Municípios com as maiores arrecadações de royalties no Espírito Santo (% do total arrecadado pelo Estado) - 2018



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findes.

Os municípios capixabas que registram em 2018 a maior participação dos royalties no total das suas receitas foram, em 2018: Presidente Kennedy (38,3%), Itapemirim (34,7%) e Marataízes (34,3%). Excetuando-se o caso de Linhares, novamente os municípios com as maiores arrecadações dessa participação governamental justamente são aqueles que possuem mais de um terço de suas receitas compostas por royalties.

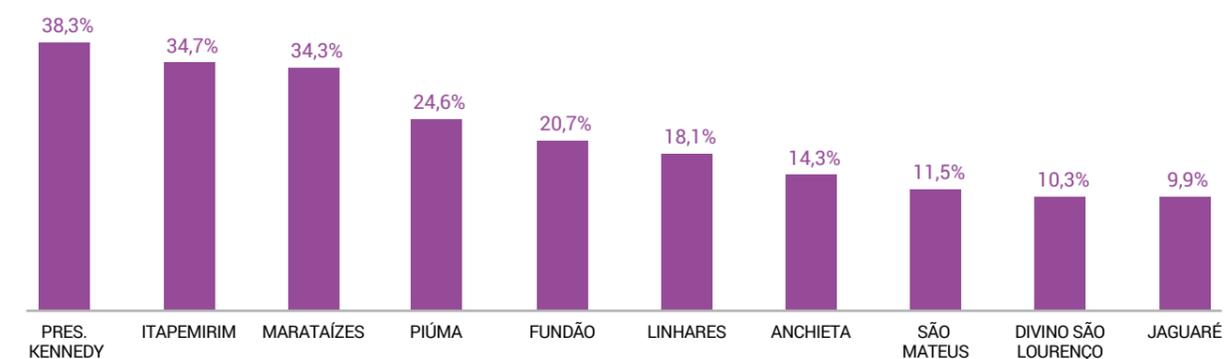
capixabas totalizaram R\$ 59,0 milhões (tabela 6), sendo as maiores compensações financeiras pagas pelos campos de Fazenda Alegre (R\$ 22,0 milhões), Inhambu (R\$10,2 milhões) e Cancã (R\$7,0 milhões). Esses royalties foram repartidos entre a união, o estado e os municípios.

**Em 2018, assim como o observado em 2017, os municípios do Espírito Santo que mais receberam royalties foram Presidente Kennedy (R\$ 162,8 milhões), Itapemirim (R\$134,1 milhões), Linhares (R\$ 132,8 milhões) e Marataízes (R\$61,3 milhões).**

Juntos eles concentraram 54,6% do total dessas receitas municipais. 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 possuírem instalações para atender a atividade offshore.

O governo do Estado do Espírito aprovou, em 2006, a Lei Estadual nº 8.306 que criou o Fundo para a Redução das Desigualdades Regionais – FRDR, com o objetivo de transferir aos municípios 30,0% dos recursos da compensação financeira dos royalties da exploração do petróleo e do gás natural repassada ao Estado. Em 2018, o governo repassou R\$141,8 milhões, valor 32,6% maior que o registrado no ano anterior<sup>22</sup>.

Gráfico 27 - Municípios com maior participação das receitas de royalties na receita total no Espírito Santo (%) - 2018



Fonte: AEQUUS CONSULTORIA; ANP. Elaboração: Ideies/ Findes.

O FRDR possui na legislação de sua criação objetivos limitados de aplicação do recurso (Art.3º da Lei estadual nº 8.306), inclusive com limitação em aplicação nas despesas correntes dos municípios. No entanto, como já abordado nas versões anteriores desse anuário, o poder executivo estadual tem flexibilizado esse artigo para permitir a utilização dos recursos em despesas correntes<sup>23</sup> dos municípios.

Ao final de 2019, após a determinação do Supremo Tribunal Federal (STF) para que os estados produtores de petróleo distribuam 25% dos recursos de P&G<sup>24</sup> para todos os municípios de seu território, a Assembleia Legislativa do Espírito Santo aprovou a extinção do FRDR a partir de 2020, em virtude da incompatibilidade das duas diretrizes.



<sup>21</sup> O campo de Roncador é também confrontante com o estado do Rio de Janeiro, portanto, os seus royalties também são destinados ao governo estadual e aos municípios fluminenses.

<sup>22</sup> De acordo com a Revista Finanças dos Municípios Capixabas - Aequus Consultoria (2019).

<sup>23</sup> A justificativa oferecida é que, com a crise econômica que se abateu sobre o país, os municípios espírito-santenses estão com dificuldades para pagar as suas despesas cotidianas. Para os anos de 2019 e 2020, a Lei Estadual nº 10.988/2019 permite que os municípios utilizem até 50% do FRDR para o pagamento de despesas correntes.

<sup>24</sup> Por decisão do Supremo Tribunal Federal (STF) no dia 08 de outubro de 2019, foi estabelecida a obrigatoriedade de os Estados produtores de petróleo repassarem 25% das suas receitas de royalties para todos os municípios do seu território. Essa decisão impacta diretamente a forma de distribuição dos royalties do Fundo para a Redução das Desigualdades Regionais. Com essa decisão, o Estado do Espírito Santo fica obrigado a distribuir, utilizando os mesmos critérios para a repartição de receitas do ICMS (Índice de Participação dos Municípios – IPM), 25% das suas receitas de royalties a todos os municípios. Antes dessa decisão, 30% dos recursos do FRDR eram destinados apenas aos municípios que no exercício financeiro anterior: (i) não tivessem recebido receitas provenientes de royalties superior a 2% do total do valor repassado diretamente aos municípios do Estado; (ii) e não tivessem o índice de participação na cota-parte do ICMS superior a 10%. Logo, essa decisão do STF impactará significativamente as receitas dos municípios anteriormente contemplados pelo FRDR e beneficiará aqueles que não recebiam o repasse dessas receitas compensatórias pelo Estado.

## Composição do cálculo dos royalties

No Brasil, como já assinalamos, as jazidas de petróleo e gás natural são de propriedade da União, e a extração e produção desses hidrocarbonetos são concedidas às empresas via leilões realizados pela ANP. Quando as concessionárias iniciam a sua produção, elas precisam pagar uma compensação financeira mensalmente à Secretária do Tesouro Nacional (STN) por utilizarem recursos pertencentes à nação.

Esta compensação é denominada de royalties. Todo mês a ANP calcula o montante de obrigações a serem pagas por cada campo produtor do país.

Os royalties incidem sobre o valor da produção de cada campo produtor, que é determinado pelo volume produzido de petróleo e/ou gás natural e pelos seus respectivos preços de referências:

$$\text{Valor da produção}_y = (Q_{\text{petróleo}_y} \times P_{\text{petróleo}_y}) + (Q_{\text{gás}_y} \times P_{\text{gás}_y})$$

onde,

- **y** = campo produtor de petróleo e/ou gás natural;
- **Q petróleo** = volume da produção mensal de petróleo (em m<sup>3</sup>);
- **Q gás** = volume da produção mensal de gás natural (m<sup>3</sup>)<sup>25</sup>;
- **P petróleo** = preço de referência do petróleo que é determinado pela média mensal do preço do petróleo tipo Brent (US\$/bbl)<sup>26</sup>.

O valor é diferenciado para cada campo, pois incorpora o diferencial de qualidade do petróleo de cada campo. Este preço é calculado e disponibilizado pela ANP em R\$/m<sup>3</sup>.

- **P gás** = preço de referência do gás natural<sup>27</sup>. Ele é calculado pelo somatório dos produtos das frações volumétricas do gás natural pelos correspondentes preços. O seu valor é mensalmente disponibilizado pela ANP em R\$/m<sup>3</sup>.

Para chegar ao valor dos royalties a serem pagos pelas concessionárias por campo é preciso multiplicar o valor da produção de cada campo

pela sua respectiva alíquota prevista em contrato, que pode variar de 5% a 10%:

$$\text{Royalties}_y = \text{Alíquota}_y \times \text{Valor da produção}_y$$

**Por exemplo**, em outubro de 2018 a produção do campo de Jubarte foi de 901.189,796 m<sup>3</sup> de petróleo e de 141.882.716,12 m<sup>3</sup> de gás natural.

Os preços de referências desse campo foram, respectivamente, R\$ 1.714,56 e R\$0,94. Então, o valor da produção foi de:

$$\text{Valor da produção}_{\text{jubarte}} = (901.189,796 \times 1.714,56) + (141.882.716,12 \times 0,94)$$

$$\text{Valor da produção}_{\text{jubarte}} = 1.545.146.139,49 + 132.748.306,86$$

$$\text{Valor da produção}_{\text{jubarte}} = \text{R\$ } 1.677.894.446,34$$

A alíquota de royalties desse campo é 10%. Então, o total de royalties pagos foi de:

$$\text{Royalties}_{\text{jubarte}} = 0,1 \times 1.677.894.446,34$$

$$\text{Royalties}_{\text{jubarte}} = \text{R\$ } 167.789.444,63$$

Ou seja, em outubro de 2018 o campo de Jubarte pagou o equivalente a R\$ 167,8 milhões em royalties. Esse valor foi creditado no mês de dezembro de 2018. A ANP repete essa conta para todos campos produtor em cada mês do ano.

Tendo como base os cálculos mensais feitos pela ANP, os valores de royalties recolhidos junto à Secretária de Tesouro por cada campo são repassados aos beneficiários destes recursos, que são a união, os estados e os municípios<sup>28</sup>. A distribuição dos royalties entre os beneficiados é feita de acordo com os critérios previstos nas leis nº 9.478/1997 e nº 7.990/1989. Essa repartição leva em considerações critérios<sup>29</sup> tais como: se estado/município possuir lavra em terra ou lagos/rios; se for um estado/municípios confrontantes com a lavra em plataforma continental; e se os municípios são afetados pelas operações marítimas de embarque e desembarque de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluídos.

<sup>25</sup> Os dados de produção de petróleo e do gás natural por campo podem ser encontrados em: <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/royalties> ou <http://www.anp.gov.br/dados-abertos-anp>

<sup>26</sup> O preço de referência do petróleo é disponibilizado pela ANP em: <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-petroleo>

<sup>27</sup> O preço de referência do gás é disponibilizado pela ANP em: <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>

<sup>28</sup> A ANP elaborou uma ferramenta que faz estimativas anuais da arrecadação de royalties para os estados e municípios brasileiros. É importante ressaltar que devido às incertezas presentes nas variáveis que compõem o cálculo de royalties, a agência não dá garantias de efetivação das suas estimativas. O simulador está disponível em: <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/estimativa-royalties>

<sup>29</sup> Para maiores detalhes, vide o seguinte manual: [http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Royalties/Planilhas\\_dos\\_Calculos\\_dos\\_Meses\\_Anteriores/manual\\_para\\_o\\_calculo\\_dos\\_royalties.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/Royalties/Planilhas_dos_Calculos_dos_Meses_Anteriores/manual_para_o_calculo_dos_royalties.pdf)

### 3.1.2 Participações Especiais (PE)

A participação especial também é uma compensação financeira, porém, de forma extraordinária. Essa obrigação é paga pelas concessionárias de exploração e produção de petróleo ou gás natural que possuem campos de grande volume de produção. A sua regulamentação ocorre por meio da Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo) e Decreto nº 2.705/1998.

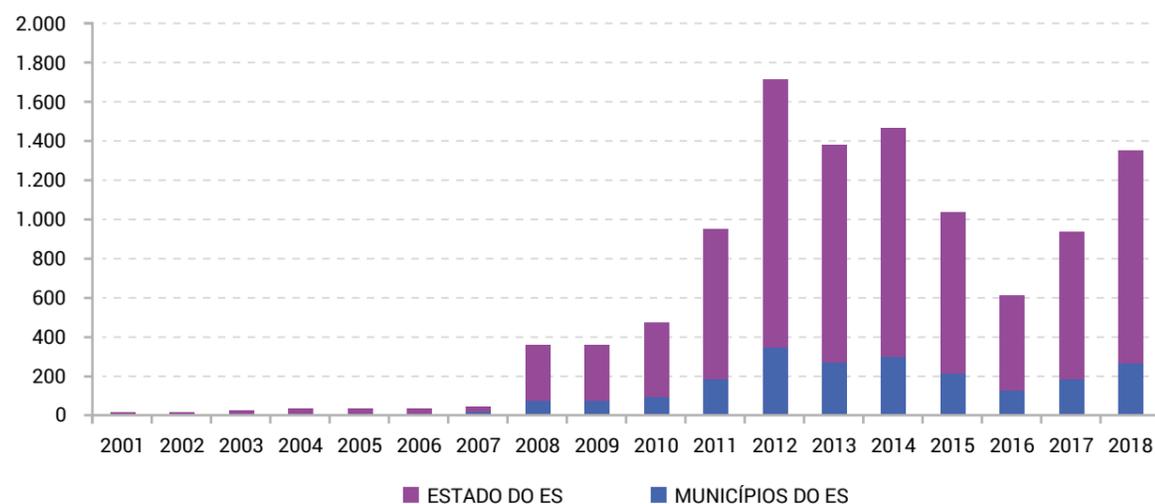
A apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural ocorre por meio da aplicação de alíquotas progressivas – que variam de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produ-

ção e o volume de produção trimestral apurado – sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas (royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciação e tributos)<sup>30</sup>.

**O Espírito Santo faz confrontação com quatro campos na bacia de Campos que geraram participações especiais em 2018: Baleia Azul (R\$ 51,7 milhões), Baleia Franca (R\$ 87,1 milhões), Jubarte (R\$ 2,6 bilhões)<sup>31</sup> e Roncador (R\$ 1,8 bilhão) que geraram R\$ 4,5 bilhões. Desse montante, R\$ 1,37 bilhão, correspondendo a 4,6% do total de PE do país, foram destinados ao Estado do Espírito Santo (RS 1,1 bilhão) e aos municípios de Marataízes, Presidente Kennedy e Itapemirim (R\$ 270,7 milhões).**

O montante destinado ao Estado aumentou, em termos reais, entre 2017 e 2018 em 44,9%. Mesmo percentual de crescimento foi registrado para os municípios.

Gráfico 28 - Receita de Participações Especiais no Espírito Santo (R\$ milhões)\*



\*Valores deflacionados pelo IPCA (acumulado de jan-dez 2018)

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findes.



Gráfico 29 - Participação das receitas de Participações Especiais do Espírito Santo sobre o total do Brasil (%)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findes.

**De 2002 a 2018, esta compensação financeira (PE) cresceu 39,7% a.a., tanto para o estado como para os municípios capixabas.** Esta evolução é explicada, também, pela descoberta e pela entrada em operação do polígono do Pré-sal, sendo esses anos marcados por um aumento na produtividade nos campos Baleia Azul, Baleia Franca, Jubarte e Roncador. Porém, entre 2014 e 2018, a receita de PE caiu 1,7% a.a. devido aos seguintes fatores: (i) redução do preço internacional do barril de petróleo; (ii) crise institucional da Petrobras; e (iii) menor produção de petróleo e gás natural.

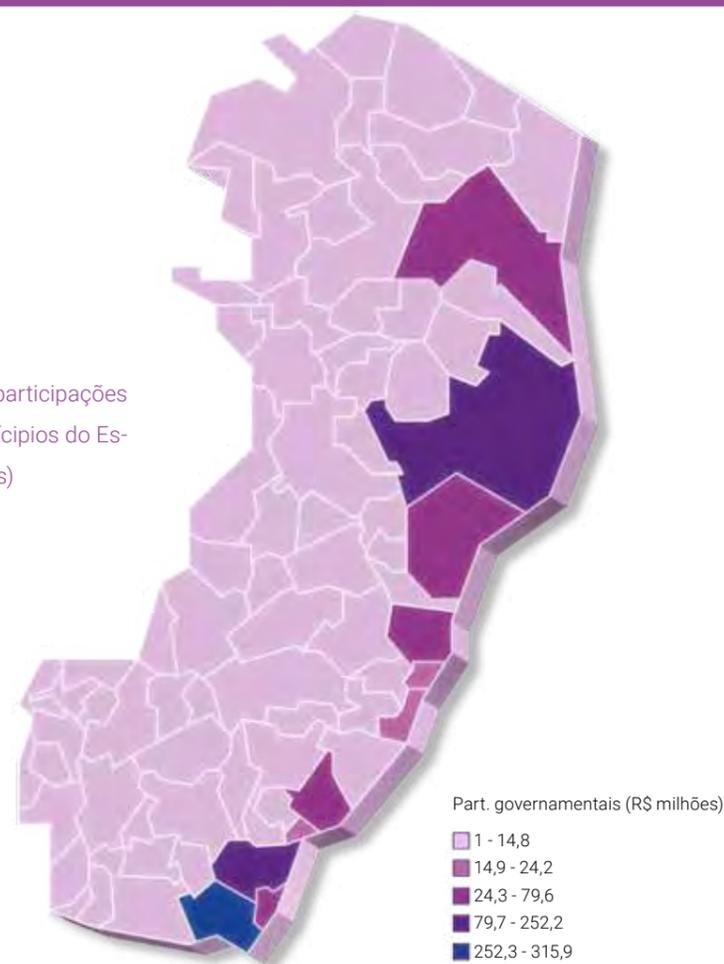


A participação das receitas de participação especial do Espírito Santo no total dessas receitas no país apresenta uma tendência de redução a partir de 2014. Somente na passagem de 2017 para 2018, esta participação caiu 1,3 p.p.

<sup>30</sup> Os gastos dedutíveis de receita bruta (definidos pela Resolução ANP 12/2014) para apuração das receitas líquidas não são divulgados pela ANP, o que limita a verificação do cálculo da Participação Especial.

<sup>31</sup> No dia 04 de abril de 2019 foi assinado o acordo entre a ANP e a Petrobras que redefiniu as áreas do Parque das Baleiras. Neste acordo, o contorno do Campo Jubarte (chamado de "Novo Campo Jubarte") passou a ser formado também pelas áreas dos campos Baleia Franca, Baleia Azul, partes de Pirambu e Cachalote, além de pequenas parcelas (ajustes locais) de Caxaréu e Mangangá, todos pertencentes à Bacia de Campos. Conforme tratado em destaque no capítulo anterior, com essa unificação, haverá a expansão do pagamento de Participação Especial para o Espírito Santo. Além disso, com a assinatura deste acordo, a Petrobras (concessionária dos campos unificados) assumiu um passivo retrocedente de R\$ 3,6 bilhões em PE, tendo pago R\$ 1,5 bilhão à vista e o restante será pago em 42 meses. Esse passivo e o aumento dos pagamentos de PE (a partir de 2019) serão distribuídos entre o Estado do Espírito Santo, os municípios confrontantes ao novo campo e a união. De acordo com o atual governo estadual, parte dessa arrecadação será destinada ao Fundo Soberano do Espírito Santo (Lei Ordinária nº 11.002/2019), convertido na Lei Complementar nº 914/2019, e do Fundo Estadual para o Financiamento de Obras e Infraestrutura Estratégica para o Desenvolvimento do Estado do Espírito Santo, efetivado na Lei Ordinária nº 11.002/2019. Cabe destacar que estes novos montantes não constam no presente documento, por se tratar de informações a partir de 2019.

Figura 2 - Distribuição das participações governamentais entre os municípios do Espírito Santo - 2018 (R\$ milhões)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Tabela 5 - Participações governamentais geradas por campo offshore e confrontação por município - 2018

Campo*	Royalties (R\$ milhão)	Participação especial (R\$ milhão)	Total de participações governamentais (R\$ milhão)	Município	% médio de confrontação
Baleia Azul	306,24	51,74	357,99	Itapemirim-ES	24,3
				Marataizes-ES	55,7
				Presidente Kennedy-ES	20,0
Baleia Franca	334,73	87,12	421,85	Itapemirim-ES	50,0
				Presidente Kennedy-ES	50,0
Jubarte	1.617,32	2.557,31	4.174,63	Itapemirim-ES	44,6
				Marataizes-ES	6,4
				Presidente Kennedy-ES	49,1
Roncador	1.741,81	1.766,11	3.507,92	Presidente Kennedy-ES	100,0
				Campos dos Goytacazes-RJ	68,2
				São Joao da Barra-RJ	31,8

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes.

\* Campos offshore que geram Participações Especiais.

Tabela 4 - Arrecadação de royalties e de participação especial no Espírito Santo (R\$ milhões)

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Total de Participações Governamentais	Municípios do ES	55,4	72,4	123,9	136,1	143,3	204,1	283,4	527,1	320,4	579,5	1.080,5	1.373,1	1.306,6	1.388,9	1.572,1	682,1	851,0	1.061,4
	Estado do ES	68,8	83,0	154,8	133,7	143,1	219,4	307,9	731,5	525,3	851,3	1.591,5	2.342,3	2.083,2	2.229,6	917,6	1.036,8	1.388,7	1.840,6
	Total dos estados e municípios do Brasil	11.327,4	14.239,3	21.492,1	21.932,4	26.498,3	32.269,5	27.389,9	39.935,7	27.755,5	34.475,4	38.421,5	44.590,9	42.523,3	44.502,4	27.858,0	18.958,4	31.612,5	50.574,1
	% do Brasil	1,1%	1,1%	1,3%	1,2%	1,1%	1,3%	2,2%	3,2%	3,0%	4,2%	7,0%	8,3%	8,0%	8,1%	8,9%	9,1%	7,1%	5,7%
Royalties	Municípios do ES	55,3	71,2	119,2	130,1	136,3	196,3	273,6	456,0	249,1	485,4	889,7	1.028,3	1.030,6	1.094,6	739,1	558,7	664,2	790,7
	Estado do ES	68,5	77,8	135,6	109,8	115,2	188,4	268,6	447,2	240,1	474,7	828,3	962,9	979,3	1.052,4	709,3	543,4	641,4	757,8
	Total dos estados e municípios do Brasil	6.481,5	7.962,1	10.058,5	10.722,6	12.485,6	15.026,4	13.987,2	19.286,4	13.466,7	15.849,1	19.464,7	22.140,4	21.804,1	23.282,9	15.732,7	12.645,2	15.876,0	20.947,3
	% do Brasil	1,9%	1,9%	2,5%	2,2%	2,0%	2,6%	3,9%	4,7%	3,6%	6,1%	8,8%	9,0%	9,2%	9,2%	9,2%	8,7%	8,2%	7,4%
Participação Especial	Municípios do ES	0,1	1,3	4,8	6,0	7,0	7,7	9,8	71,1	71,3	94,1	190,8	344,9	276,0	294,3	208,3	123,4	186,8	270,7
	Estado do ES	0,3	5,2	19,2	24,0	27,9	31,0	39,3	284,3	285,2	376,6	763,2	1.379,4	1.103,9	1.177,2	833,1	493,5	747,3	1.082,7
	Total dos estados e municípios do Brasil	4.845,9	6.277,2	11.433,7	11.209,8	14.012,7	17.243,1	13.402,6	20.649,3	14.288,7	18.626,3	18.956,8	22.450,6	20.719,2	21.219,5	12.125,3	6.313,2	15.736,5	29.626,8
	% do Brasil	0,0%	0,1%	0,2%	0,3%	0,2%	0,2%	0,4%	1,7%	2,5%	2,5%	5,0%	7,7%	6,7%	6,9%	8,6%	9,8%	5,9%	4,6%

Valores constantes - IPCA acum. jan-dez 2018

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes.

Tabela 6 - Royalties gerados pelos campos onshore do Espírito Santo - 2018

Campo	Royalties (R\$ milhões)	Distribuição (%)
Fazenda Alegre	21,99	36,9%
Inhambu	10,24	17,2%
Cancã	7,01	11,8%
Fazenda São Rafael	5,09	8,5%
Fazenda Santa Luzia	3,93	6,6%
Lagoa Parda	2,16	3,6%
Fazenda São Jorge	1,28	2,1%
Rio Preto Oeste	1,17	2,0%
Lagoa Suruaca	0,94	1,6%
Fazenda Queimadas	0,86	1,4%
São Mateus	0,77	1,3%
Rio Preto	0,70	1,2%
Rio Preto Sul	0,65	1,1%
Seriema	0,37	0,6%
Jacutinga	0,37	0,6%
Lagoa Piabanha	0,33	0,6%
Córrego Dourado	0,31	0,5%
Córrego Cedro Norte	0,29	0,5%
Gaivota	0,17	0,3%
Campo Grande	0,16	0,3%
Biguá	0,12	0,2%
Fazenda Cedro Norte	0,10	0,2%
Córrego das Pedras	0,09	0,2%
Guriri	0,07	0,1%
São Mateus Leste	0,06	0,1%
Mariricu	0,05	0,1%
Tabuiaíá	0,04	0,1%
Rio Ipiranga	0,04	0,1%
Fazenda Cedro	0,04	0,1%
Rio São Mateus	0,04	0,1%
Mariricu Norte	0,03	0,1%
Lagoa Parda Norte	0,03	0,0%
Crejoá	0,02	0,0%
Cacimbas	0,01	0,0%
Lagoa Bonita	0,01	0,0%
Rio Itaúnas	0,01	0,0%
Córrego Cedro Norte Sul	0,01	0,0%
Tucano	0,01	0,0%
<b>Total</b>	<b>59,60</b>	<b>100%</b>

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findex.

## 3.2 Mercado de Trabalho

A atividade exploração e produção de petróleo e gás é uma importante fonte de geração de empregos formais, qualificados e de alta remuneração no Espírito Santo, tanto de forma direta, como de forma indireta. No primeiro caso, o setor demanda mão de obra qualificada devido à alta intensidade tecnológica de suas atividades. No segundo caso, o setor ao demandar fornecedores especializados, principalmente de outros setores industriais e de serviços de alto valor agregado, também fomenta a geração e a atração de trabalhadores qualificados.

Por isso, a cadeia produtiva do petróleo e gás pode ser apresentada conforme a seguinte divisão dos elos: (I) exploração e produção (E&P), também conhecida como upstream, (II) abastecimento, que consiste na transformação e comercialização<sup>32</sup> dos produtos de P&G e (III) cadeia fornecedora<sup>33</sup>, na qual estão inseridas as atividades industriais que fornecem produtos e serviços específicos para as atividades de E&P.

**No ano de 2018, a cadeia produtiva de petróleo e gás empregou 4.589 funcionários formais, o que correspondeu a 2,9% da cadeia petrolífera nacional.** Deste total de empregos no estado, 53,1% estava no elo E&P, 14,8% pertencia ao abastecimento e 32,1% estava no elo de fornecedores. Em relação a 2017, essa quantidade total de funcionários no setor de P&G no estado cresceu 1,1%. Este resultado foi positivamente influenciado pelo aumento do número de empregados na cadeia fornecedora (11,8%). Nesta passagem de ano, tanto E&P (-3,1%) como o elo de abastecimento (-3,8%) reduziram seus estoques de empregos formais.

Tabela 7 - Número de empregos formais na cadeia de petróleo e gás no Espírito Santo

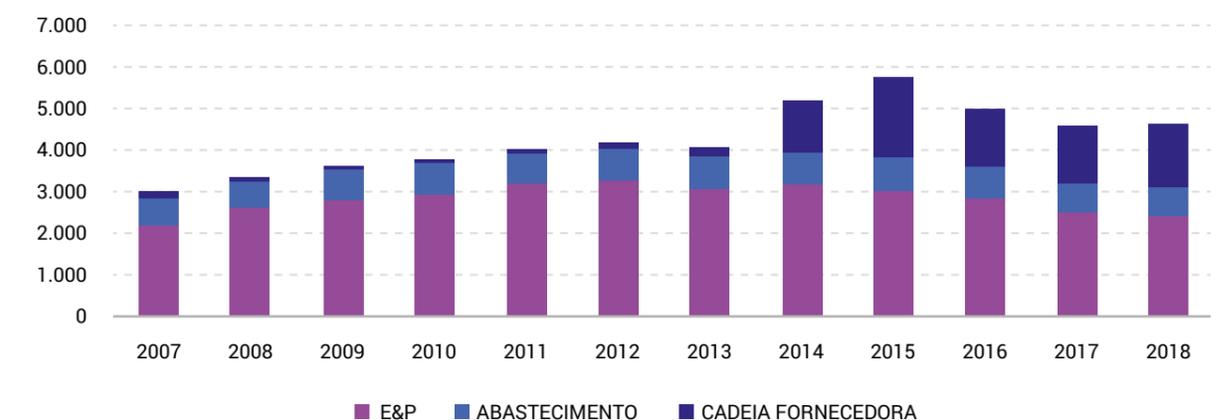
Elo da cadeia	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
E&P	2.278	2.636	2.818	2.914	3.192	3.251	3.087	3.207	3.071	2.883	2.518	2.439
Abastecimento	596	641	739	817	747	785	788	749	759	714	704	677
Cadeia fornecedora	112	44	27	41	72	122	197	1.232	1.928	1.362	1.318	1.473
<b>Total</b>	<b>2.986</b>	<b>3.321</b>	<b>3.584</b>	<b>3.772</b>	<b>4.011</b>	<b>4.158</b>	<b>4.072</b>	<b>5.188</b>	<b>5.758</b>	<b>4.959</b>	<b>4.540</b>	<b>4.589</b>
% no total de empregos da Indústria do ES	1,9%	2,0%	2,1%	2,0%	2,1%	2,1%	2,1%	2,7%	3,2%	3,1%	2,9%	2,9%
% ES no Brasil - Total	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%	1,8%	2,3%	2,8%	2,7%	2,8%	2,9%

Fonte: RAIS. Elaboração: Ideies/ Findex.

**De 2007 a 2018, a quantidade de emprego formal na cadeia petrolífera do Espírito Santo cresceu em média a 8,2% a.a.** Neste período, a quantidade de empregos cresceu 5,0% a.a no elo de E&P e 3,3% no elo de abastecimento. E, o elo da cadeia fornecedora apresentou um crescimento de 26,4% a.a. no mesmo período.

Em grande parte, o crescimento expressivo do mercado de trabalho no terceiro elo da cadeia de P&G ocorreu devido à proximidade geográfica do Espírito Santo com a área de produção no polígono do Pré-sal. Por isso, várias empresas fornecedoras do setor se instalaram no território capixaba. Destacaram-se a vinda de indústrias de fabricação de equipamentos subsea e de infraestrutura (construção de plataformas e estrutura metálicas) para o desenvolvimento da produção de P&G e o desenvolvimento dos serviços de engenharia e de manutenção e reparação.

Gráfico 30 - Número de empregos formais na cadeia de petróleo e gás no Espírito Santo



Fonte: Ministério da Economia. Elaboração: Ideies/ Findex.

<sup>32</sup> 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.

<sup>33</sup> Para o Estado do Espírito Santo foi considerada a atividade de construção de embarcações e estruturas flutuantes como fornecedor das atividades de E&P por entender que a existência desta atividade no estado é uma derivação da existência do elo de E&P do setor de P&G.

**Em contrapartida, entre 2015 e 2018, o total de empregos no setor de petróleo e gás natural reduziu a uma taxa média de -7,3% a.a.** Essa redução ocorreu devido: (I) a diminuição da atividade exploratória e da produção de P&G; (II) ao reposicionamento de mercado da Petrobras<sup>34</sup>; (III) e o desestímulo a realização de novos investimentos no setor de P&G. Como consequência, o estado presenciou o desaquecimento da demanda por parte da operadoras de bens e serviços no estado, o que, conseqüentemente, provocou uma redução de -8,6% a.a. na quantidade de empregos na cadeia fornecedora capixaba de P&G (terceiro elo).

Ao analisar a composição do mercado de trabalho na cadeia de P&G (tabela 8), nota-se que 43,6% do total das ocupações formais do setor no Espírito Santo em 2018 se enquadravam nos seguintes grupos: profissionais das ciências exatas, físicas e da engenharia (839); e técnico de nível médio das ciências físicas, químicas, engenharia e afins (765). Em relação a este último, o setor de P&G empregou 41,1% de todas as pessoas que exercem esta modalidade de função na indústria<sup>35</sup> do estado.

<sup>34</sup> De acordo com o Plano Estratégico 2020-2024 da petroleira, a proposta da companhia é concentrar a atuação na produção de óleo e gás em águas profundas e ultra profundas. No documento, a empresa afirma como novo reposicionamento de mercado a saída integralmente da distribuição e transporte de gás natural e dos negócios relacionados ao biodiesel, Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e fertilizantes. A empresa também pretende desenvolver pesquisas visando a atuação em energias renováveis, com foco em eólica e solar.

<sup>35</sup> A indústria capixaba/nacional, aqui, engloba a indústria extrativa, a de transformação e a da construção civil.

Neste ano, a ocupação com a maior quantidade de empregados na cadeia de P&G do Espírito Santo foi a de operador de exploração de petróleo (472). Este setor empregou 87,7% dos profissionais que exercem esta ocupação na indústria geral do estado. Em seguida estavam as ocupações de técnico mecânico (228) e assistente administrativo (211).

**A cadeia petrolífera do ES absorve 99,4% dos engenheiros químicos e 90,0% dos engenheiros mecânicos de todo o setor industrial do estado.**

Em relação ao perfil profissional dos empregados na cadeia de P&G, a faixa etária ficou concentrada em 66,1% dos trabalhadores na faixa de 30 a 49 anos e, 14,5% possuíam entre 50 a 64 anos. Essa concentração etária se repete em nível nacional (tabela 8).

Em 2018, dos 4.589 funcionários do setor petrolífero, 50,0% possuíam pelo menos nível superior completo. Além disso, **a cadeia foi responsável por 15,0% dos funcionários com nível superior completo da indústria capixaba, 63,4% dos funcionários com mestrado e 48,7% dos empregados com doutorado em 2018.** Esse elevado nível de qualificação técnica é uma consequência da intensidade de capital e da complexidade tecnológica necessárias para execução das atividades do setor.

Como a cadeia petrolífera emprega uma mão de obra qualificada, a remuneração média é elevada. Em 2018, o setor P&G no Espírito Santo possuía uma média salarial em torno de R\$12,2 mil, acima da média nacional (R\$10,9 mil). Estes valores foram bem superiores à remuneração média da indústria capixaba (R\$ 2,6 mil) e da indústria nacional (R\$ 2,8 mil). Essa elevada remuneração movimenta um importante mercado consumidor no local em que está instalada.

Tabela 8 - Características do mercado de trabalho da cadeia de petróleo e gás do Espírito Santo - 2018

	ES	BR	% ES NO BRASIL	% INDÚSTRIA DO ES
<b>Principais Ocupações</b>				
Operador de exploração de petróleo	472	9.377	5,0%	87,7%
Técnico mecânico	228	4.016	5,7%	21,4%
Assistente administrativo	211	6.697	3,2%	5,9%
Engenheiro químico (petróleo e borracha)	159	2.371	6,7%	99,4%
Engenheiro mecânico industrial	144	2.701	5,3%	90,0%
Soldador	135	1.975	6,8%	4,9%
Técnico em instrumentação	131	1.966	6,7%	45,8%
Motorista de caminhão (rotas regionais e internacionais)	118	8.602	1,4%	3,3%
Técnico em segurança no trabalho	104	2.858	3,6%	9,0%
Montador de estruturas metálicas	104	304	34,2%	12,5%
Técnico de manutenção elétrica	101	1.856	5,4%	28,9%
<b>Subgrupo de funções</b>				
Profissionais das ciências exatas, físicas e da engenharia	839	18.474	4,5%	3,9%
Técnicos de nível médio das ciências físicas, químicas, engenharia e afins	765	15.166	5,0%	41,1%
Trabalhadores da transformação de metais e de compósitos	622	10.832	5,7%	17,6%
Trabalhadores em indústrias de processos contínuos e outras indústrias	491	16.582	3,0%	6,2%
Escriturários	363	16.060	2,3%	22,3%
Trabalhadores de funções transversais	354	21.366	1,7%	3,0%
Técnicos de nível médio nas ciências administrativas	246	8.521	2,9%	1,8%
<b>Faixa Etária</b>				
10 a 17	49	302	16,2%	2,6%
18 a 24	266	7.902	3,4%	1,3%
25 a 29	556	16.720	3,3%	2,3%
30 a 39	1.974	60.364	3,3%	3,7%
40 a 49	1.059	38.108	2,8%	3,1%
50 a 64	666	30.636	2,2%	3,0%
Acima de 65	19	1.655	1,1%	1,1%
<b>Escolaridade</b>				
Analfabeto	0	93	0,0%	0,0%
Até 5ª Incompleto	21	1.254	1,7%	0,4%
5ª Completo Fundamental	20	1.428	1,4%	0,4%
6ª a 9ª Fundamental	49	4.280	1,1%	0,3%
Fundamental Completo	119	7.162	1,7%	0,7%
Médio Incompleto	205	4.954	4,1%	1,3%
Médio Completo	1.761	64.312	2,7%	2,2%
Superior Incompleto	119	6.691	1,8%	2,8%
Superior Completo	2.108	61.136	3,4%	15,0%
Mestrado	168	3.688	4,6%	63,4%
Doutorado	19	689	2,8%	48,7%
Valor da remuneração média da cadeia de P&G	R\$ 12.138,87	R\$ 10.938,53	-	-
Valor da remuneração média (R\$) do setor industrial	R\$ 2.639,38	R\$ 2.785,78	-	-

Fonte: Ministério da Economia. Elaboração: Ideies/ Findes.

### 3.3 Setor Externo

A produção da indústria do petróleo pode ser consumida internamente no país ou vendida para outras nações por meio do comércio exterior. Estas exportações abrangem o petróleo bruto, o coque, os derivados de petróleo, os produtos da petroquímica e os produtos classificados como “repetráveis”<sup>36</sup>.

Com o início da produção dos campos capixabas no polígono do Pré-sal, as exportações da indústria de petróleo do Espírito Santo aumentaram de forma expressiva. Em 2010, 8,6% do

total de vendas externas capixabas era proveniente da indústria do petróleo, saltando para 17,5% em 2014, ano do auge da extração e produção destes produtos no estado. A partir desse ano, com a queda dos preços internacionais do barril de petróleo e com uma menor produção de petróleo no estado, ocorre uma redução do peso dos produtos desta indústria no total da pauta exportadora capixaba, que passou a responder em 2018 por 11,7% do total das vendas externas do Espírito Santo.

Gráfico 31 - Exportações de petróleo no Espírito Santo (US\$ milhões) e participações no total (%)



Fonte: Ministério da Economia. Elaboração: Ideies/ Findex.

De 2010 a 2018, o produto mais vendido ao exterior foi petróleo em estado bruto, ou seja, sem passar pelo processo de refino. Durante estes anos, este item concentrou, em média, 91,2% do valor total exportado pela indústria de P&G capixaba. A participação média das exportações de petróleo do estado em relação ao Brasil durante o período foi de 4,4%.

**O valor total exportado pela indústria de petróleo do Espírito Santo em 2018 foi de 1,0 bilhões de dólares, valor 6,8% maior que o faturado no ano anterior.** Nesse ano, os produtos vendidos ao exterior foram: extração de petróleo bruto (92,9%); derivados de petróleo (3,7%); reapertáveis (2,9%); e produtos de petroquímica (0,5%).

Vale destacar que, neste ano, houve o crescimento significativo dos produtos derivados de petróleo. Em 2018, foi exportado US\$ 38,5 milhões, com apenas um item responsável: o *fuel oil*<sup>37</sup>. Em 2017, não foi registrada exportação significativa para derivados de petróleo.

No período 2010-2018, as exportações de óleo bruto de petróleo do Espírito Santo foram muito concentradas em seis países: Estados Unidos, Canadá, Índia, Países Baixos, Aruba e China. Entre estes países,

o principal comprador externo foi EUA, mas sua posição não foi dominante durante o período. Canadá ocupou a primeira posição em 2013 e Bahamas em 2015 e 2016.

**Em 2018, o óleo bruto de petróleo foi exportado apenas para três países: Estados Unidos (51,9%), Índia (36,2%) e China (11,8%).** Como visto no primeiro capítulo, esses países são grandes consumidores de petróleo e possuem as maiores capacidades de refino mundiais.



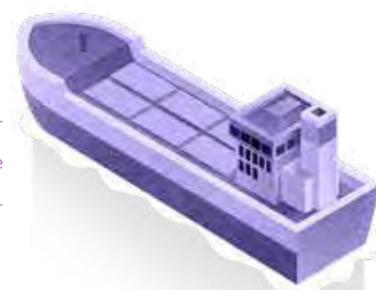
Tabela 9 - Exportações de petróleo do Espírito Santo (US\$ Milhões)

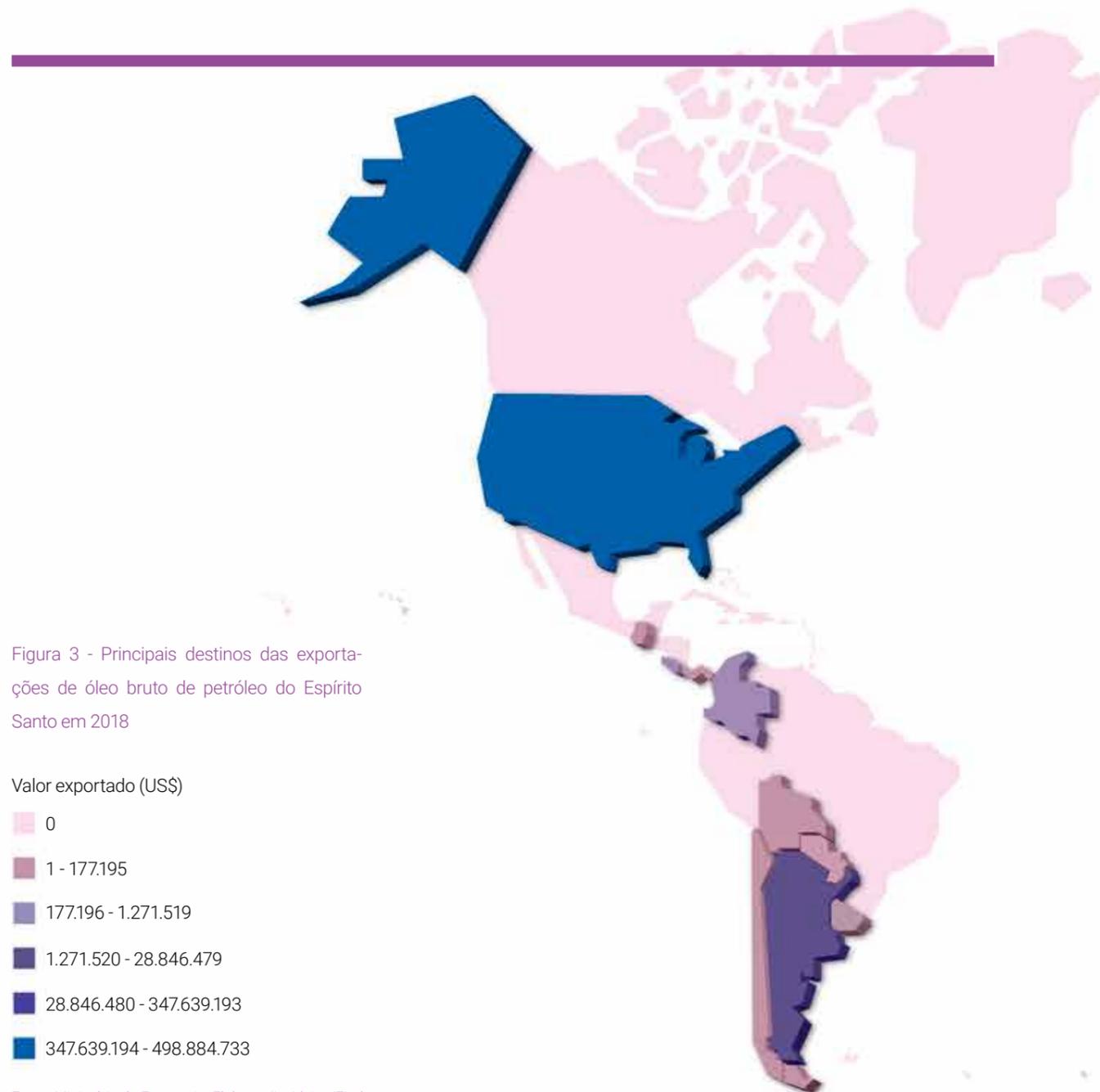
Período	Total das exportações de petróleo		Petróleo bruto		Derivados de petróleo		Produtos da petroquímica		"Repetráveis"	
	Total ES	%ES/BR	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR	Total ES	% ES/BR
2010	1.020	4,4	899	3,9	0,2	0,0	1,5	0,1	119	8,2
2011	1.635	5,2	1.511	4,8	0,0	0,0	1,5	0,1	123	4,5
2012	1.397	4,4	1.322	4,2	0,0	0,0	0,4	0,0	74	2,1
2013	1.011	3,4	932	3,2	0,0	0,0	1,9	0,1	78	0,8
2014	2.223	8,3	2.001	7,4	0,0	0,0	5,6	0,2	217	5,2
2015	1.278	6,5	1.128	5,7	0,1	0,0	1,9	0,1	147	3,8
2016	535	2,8	465	2,4	0,0	0,0	2,6	0,1	68	1,3
2017	968	4,1	920	3,9	0,0	0,0	4,3	0,2	43	1,7
2018	1.034	4,4	960	4,1	38,5	2,1	5,6	0,2	30	1,1

Fonte: Ministério da Economia. Elaboração: Ideies/ Findex.

<sup>36</sup> O Repetro é o regime aduaneiro especial aplicável à exportação e à importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e de gás natural - REPETRO, previstas na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Este regime permite, conforme o caso, a aplicação dos seguintes tratamentos aduaneiros: Decreto-Lei nº 37, de 1966, art. 93, com a redação dada pelo Decreto-Lei nº 2.472, de 1988, art. 3º.

<sup>37</sup> Produto obtido da destilação de petróleo que é utilizado como combustível para queima em fornalha ou caldeira.

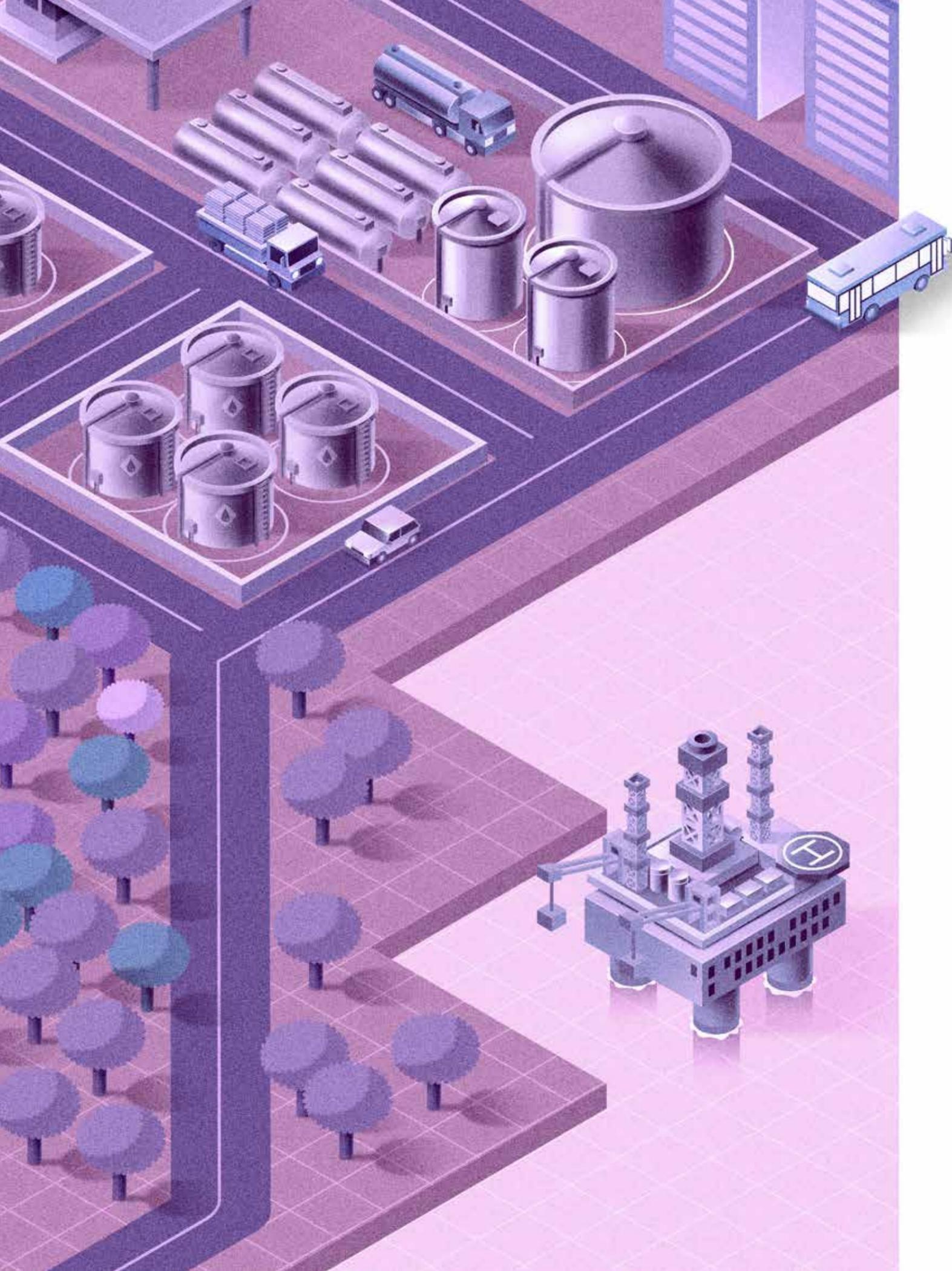




Em relação às importações, o Espírito Santo adquiriu de outros países, principalmente, produtos da petroquímica e derivados de petróleo. Apenas em 2014 as importações da categoria “repetráveis” foram superiores aos produtos da petroquímica. Não houve o registro de compra externa de petróleo bruto neste período.

**O total de produtos importados pela indústria de petróleo do Espírito Santo foi de US\$ 178 milhões em 2018.** Deste montante, US\$ 46,6 milhões refere-se à importação de coque e derivado de petróleo, US\$ 72,0 milhões à importação de produtos da petroquímica e US\$ 59,0 milhões à importação de “repetráveis”.





## Capítulo 4

# PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E INOVAÇÃO

A inovação é um dos elementos mais importantes para que uma empresa consiga ser competitiva. Atualmente, grande parte das inovações surgem da produção de pesquisa e de conhecimento. Assim como em outros setores, o desenvolvimento de soluções tecnológicas é imprescindível para a manutenção da capacidade de produção e da competitividade do setor de petróleo e gás natural (P&G).

No Brasil há um importante mecanismo de incentivo à produção de conhecimentos e de novas tecnologias para esse setor: a cláusula de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I), presente na Lei nº 9.478, de 06/08/1997, e regulamentada pela Resolução ANP nº 50/2015.

### 4.1 Regulamentação

**A Cláusula de PD&I, firmada nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, estabelece a aplicação de um percentual da receita bruta da produção em projetos e em programas de pesquisa, desenvolvimento e inovação pelas empresas petrolíferas.**

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 pelo respectivo Regulamento Técnico ANP (nº

05/2005). Em novembro de 2015, essa regulamentação foi substituída pela Resolução nº 50/2015 e pelo respectivo Regulamento Técnico ANP nº 3/2015, começando a vigorar no ano subsequente<sup>38</sup>.

A partir desta última resolução, as empresas fornecedoras de bens e serviços 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>38</sup> Os dados sobre os recursos da Cláusula de PD&I da ANP sofrem constantes revisões e mudanças na forma de disponibilização pela agência ([www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)). A partir de 2018, a ANP passou a divulgar apenas a quantidade total de projetos/programas regulamentados pela RT nº 05/2005, sem valor dispendido. Só há informações de valores para os projetos enquadrados na RT nº 05/2015 e que precisaram de autorização da ANP. Para os demais projetos não existe esta informação. Como nem todos os projetos e programas do ano de 2017 estavam enquadrados na resolução vigente, optou-se por divulgar neste anuário os dados somente para o ano de 2018, por apresentarem maior consistência.

O percentual a ser aplicado varia segundo as condições específicas de cada modalidade de contrato: 1,0% no caso de concessão e partilha da produção e 0,5% no caso de cessão onerosa.

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<sup>39</sup>.

Quadro 2 - Percentual de aplicação das receitas brutas em PD&I pelas concessionárias, por modalidade contratual dos campos em produção

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

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

A receita bruta dos 18 campos, explorados por meio do regime de concessão e que arrecadaram participações especiais, totalizou cerca de R\$ 197 bilhões em 2018, gerando R\$ 1,9 bilhão em obrigatoriedade de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento. Destes campos, 4 são do Espírito Santo (Baleia Azul, Baleia Franca, Jubarte e Roncador<sup>40</sup>) e juntos totalizaram uma receita bruta de aproximadamente R\$ 39 bilhões, logo, geraram R\$ 399 milhões em recursos qualificados para PD&I.

Recentemente a ANP aprovou a revisão do Regulamento Técnico ANP nº 3/2015. As alterações ampliam as possibilidades de atuação das instituições de pesquisa, incentiva a execução de projetos com parceria entre as universidades e as empresas e viabiliza a execução de novos modelos de projetos e programas<sup>41</sup>.

A participação de outras empresas em projetos de PD&I já era permitida, mas a regulamentação apresentava uma série de entraves, dificultando a participação de fornecedores e de pequenas companhias. Isso ocorria porque a petroleira precisava comprovar que a empresa participante de um projeto era brasileira de base tecnológica, conceito

elaborado pela Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), e havia uma série de requisitos para conseguir se enquadrar<sup>42</sup>.

Este conceito causava insegurança jurídica nas empresas petrolíferas, uma vez que elas encontravam dificuldades em enquadrar as empresas como de base tecnológica para contratação de projetos. Com o objetivo de trazer mais segurança para a aplicação dos recursos da cláusula, a ANP revogou este conceito, permitindo a participação de qualquer empresa brasileira que esteja desenvolvendo tecnologia com programas de pesquisa e desenvolvimento.

Parte dos recursos obrigatórios empenhados por uma petroleira continua, necessariamente, tendo que ser investida em projetos com universidades e centros de pesquisa. A outra parte, a petroleira pode decidir onde aportar. Mas, com a alteração, os centros de pesquisas e universidades poderão atuar juntamente com fornecedores e startups no desenvolvimento de projetos guiados pelas petroleiras. Essa mudança abrirá a possibilidade da criação de um ambiente de inovação mais dinâmico, produtivo e com diversidade de atores e atenderá de forma mais completa as demandas do setor.

Com a regulamentação vigente, poucas modalidades de despesas dos projetos e programas precisam de autorização da ANP para o seu dispêndio<sup>43</sup>. A maior parte desses projetos ou

programas permaneceu sem necessidade de autorização prévia, bastando que os executores prestem conta do recurso utilizado ao final do projeto ou programa.

Quadro 3 - Referência legal e normativa da distribuição dos recursos da cláusula de PD&I por tipo de contrato.

Contratos de concessão até 10ª rodada	Contrato de concessão 11ª rodada à 13ª rodada e partilha de produção	Contrato de concessão a partir da 14ª rodada e partilha de produção	Contratos de cessão onerosa
Aplicação de pelo menos 50% dos recursos em projetos e programas executados por Instituições Credenciadas (IC's).	Aplicação de pelo menos 50% dos recursos em projetos ou programas por IC's.	Aplicação de 30% a 40% dos recursos em universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento nacionais credenciados pela ANP.	Aplicação de 100% dos recursos em projetos e programas executados por IC's.
Desta parcela, até 30% pode ser aplicado diretamente em Empresas Brasileiras, em projetos ou programas executados em parceria com IC's e que tenha por objetivo a inovação de produto, processo ou serviço.	Desta parcela, até 30% pode ser aplicado diretamente em Empresas Brasileiras, em projetos ou programas executados em parceria com IC's e que tenha por objetivo a inovação de produto, processo ou serviço.	Aplicação de 30% a 40% dos recursos em atividades de pesquisa e desenvolvimento e inovação que tenham por objetivo resultar em produtos ou processos com inovação tecnológica junto a Empresas Brasileiras.	Desta parcela, até 30% pode ser aplicado diretamente em Empresas Brasileiras, em projetos ou programas executados em parceria com IC's e que tenha por objetivo a inovação de produto, processo ou serviço.
Do restante do recurso, até 50% pode ser destinado para qualquer dos executores permitidos: Empresa Petrolífera, Empresa Brasileira ou Instituição Credenciada.	Aplicação de pelo menos 10% dos recursos em projetos ou programas executados por Empresas Brasileiras.	O restante pode ser aplicado em atividades de pesquisa, desenvolvimento e inovação realizadas em instalações do próprio Concessionário ou de suas Afiliadas (localizadas no Brasil) ou em Empresas Brasileiras, ou em universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento credenciados pela ANP.	
	O restante, até 40%, pode ser aplicado em projeto ou programa executado em instalações da própria Empresa Petrolífera ou de sua filiada (desde que localizada no Brasil), ou contratados junto a Empresas Brasileiras ou a IC's.		

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes.

<sup>39</sup> Empresa petrolífera corresponde a uma empresa signatária de contratos de concessão, cessão onerosa ou partilha de produção firmados para a atividade de produção e exploração de petróleo e gás natural. As instituições de pesquisa correspondem à universidade ou à instituição de pesquisa e desenvolvimento credenciada na ANP. Por fim, empresas brasileiras são organizações econômicas devidamente registrada na Junta Comercial ou no Registro Civil das Pessoas Jurídicas.

<sup>40</sup> Roncador faz confrontação com o Espírito Santo e com o Rio de Janeiro.

<sup>41</sup> As alterações constam na resolução nº 799, de 2 de setembro de 2019, que está disponível em: [http://www.anp.gov.br/images/Pesquisa\\_Desenvolvimento/Investimentos\\_PDI/Regulamentacao\\_tecnica/resolucao-799-2019.pdf](http://www.anp.gov.br/images/Pesquisa_Desenvolvimento/Investimentos_PDI/Regulamentacao_tecnica/resolucao-799-2019.pdf).

<sup>42</sup> Para entender os requisitos ver RT ANP nº 3/2015, item 1.7.

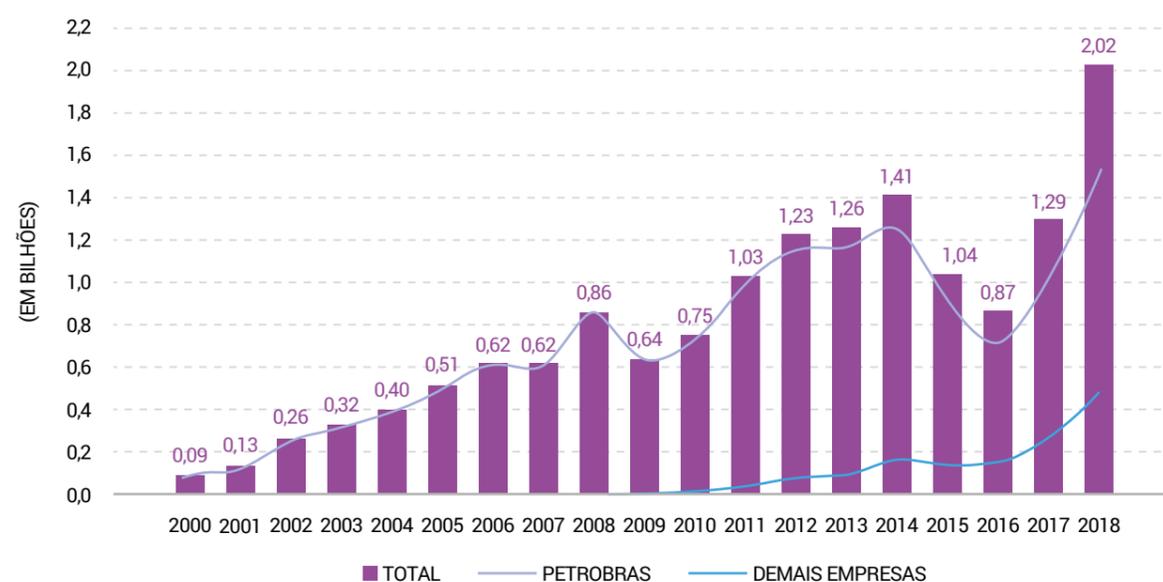
<sup>43</sup> As categorias de projetos e programas na RT nº 03/2015 que devem ser submetidos para autorização são: (a) programa tecnológico para desenvolvimento e capacitação técnica de fornecedores; (b) projeto específico de melhoria de infraestrutura laboratorial; (c) projeto para estudo de bacias sedimentares de nova fronteira que envolva a atividade de aquisição de dados; (d) projeto específico de tecnologia industrial básica; (e) programa específico de formação de recursos humanos; (f) projeto específico de engenharia básica não rotineira; (i) projeto específico de apoio a instalações laboratoriais de PD&I.

## 4.2 Projetos e Programas Desenvolvidos com o recurso da Cláusula de PD&I

Entre 1998 e 2018, a cláusula de PD&I gerou no Brasil, aproximadamente, R\$ 15,3 bilhões em volume de obrigações para projetos com necessidade de autorização ou não pela ANP. Sendo a Petrobras responsável por 90,4% deste montante e as demais empresas por 9,6%.

Em 2018, o valor gerado pela cláusula foi de R\$ 2,02 bilhões, crescimento de 56,1% na comparação com o ano imediatamente anterior (2017). A participação relativa da Petrobras frente às demais empresas petrolíferas em 2018 foi de 76,0%. Apesar desse resultado ainda concentrado, verifica-se o aumento da participação das demais empresas desde 2016. Neste ano estas empresas representavam 0,8% do valor total das obrigações geradas, passando a representar 23,9% em 2018.

Gráfico 32 - Valores gerados pela cláusula de PD&I no Brasil (R\$ bilhões)



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findes.

De acordo com os dados disponibilizados pela ANP<sup>44</sup>, foram desenvolvidos, entre 1998 e 2018, 10.874 projetos no Brasil financiados com recursos das obrigações geradas

pela cláusula. O pico no número de projetos ocorreu em 2005 (1.047 projetos), ano anterior ao início da vigência da RT nº 05/2005. **Ao comparar 2018 (598) com 2017, a quantidade de projetos cresceu apenas 1,35%, porém, é o maior volume de projetos desde 2006 (946).**

<sup>44</sup> A relação de projetos apresentados por empresas petrolíferas que foram financiados com os recursos da cláusula de PD&I no Brasil, podem ser acessados em: <http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-p-d-i/projetos-de-pd-i>. A quantidade de projetos citada refere-se aos que precisaram e não precisaram de autorização da ANP.

Figura 4 - Participação de petroleiras nos campos que geraram obrigações em PD&I

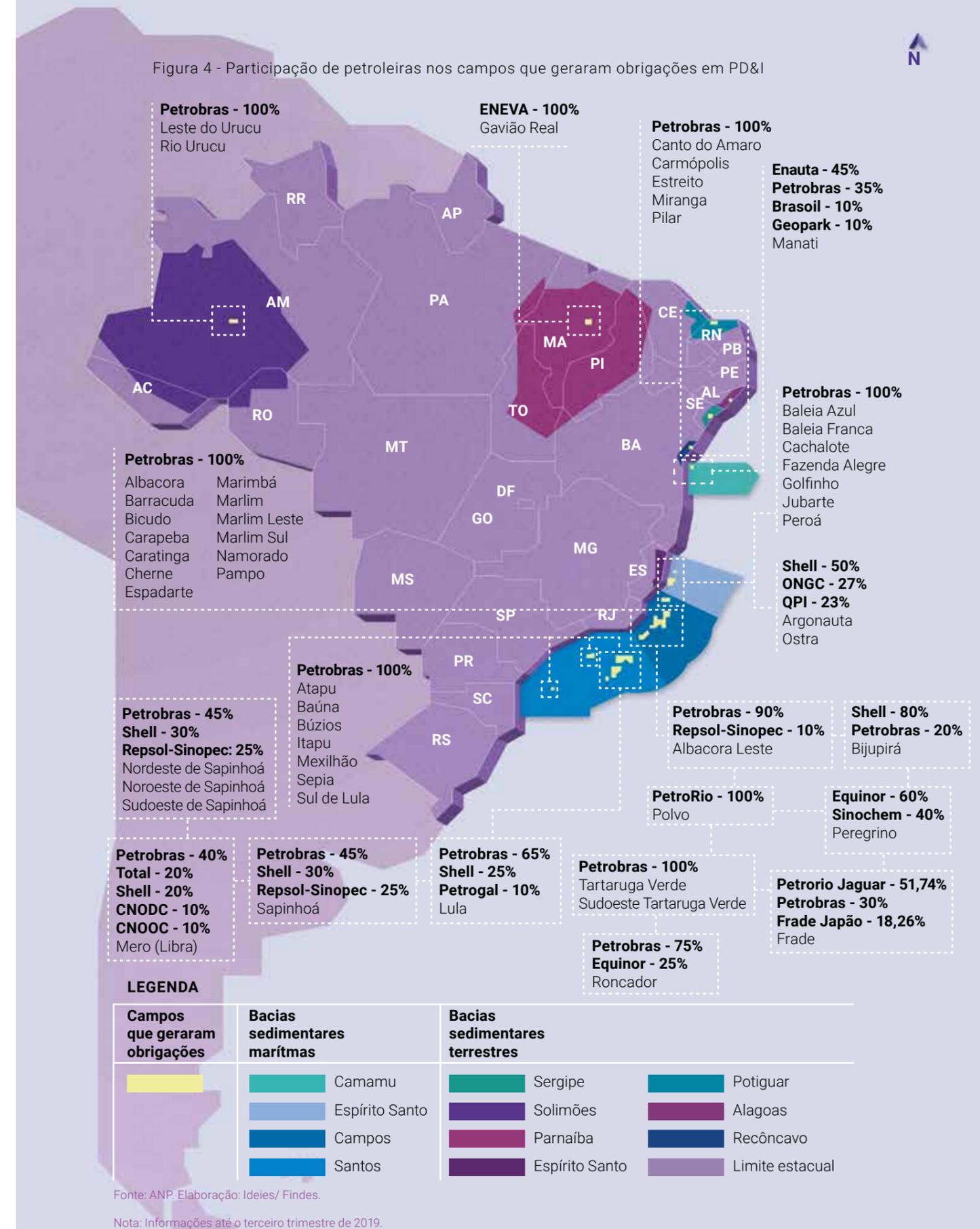
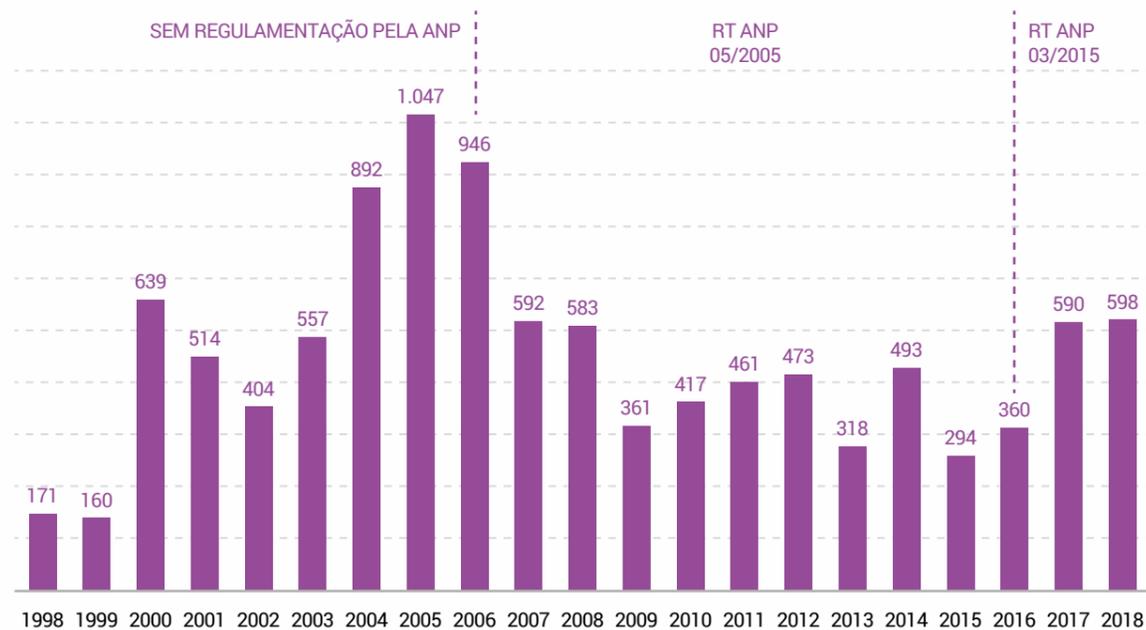


Gráfico 33 - Número de projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Brasil



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findex.

Do total de projetos (10.874) desenvolvidos no Brasil com os recursos da cláusula de PD&I, 1.655 projetos necessitaram da autorização da ANP<sup>45</sup> em virtude das suas especificidades, conforme o regulamento técnico nº 03/2015. Vale ressaltar que, em regra, a maioria dos projetos não necessitam de análise prévia da agência antes de sua contratação pela empresa petrolífera<sup>46</sup>. Deste total, 87,6% foram realizados pela Petrobras.

Estes projetos autorizados pela ANP totalizaram uma despesa aprovada de 5,7 bilhões, no período de 2005 a 06/2019. As empresas petrolíferas com maiores valores autorizados foram a Petrobras e a Shell, com respectivamente, 90,2%, 6,0% do valor total.

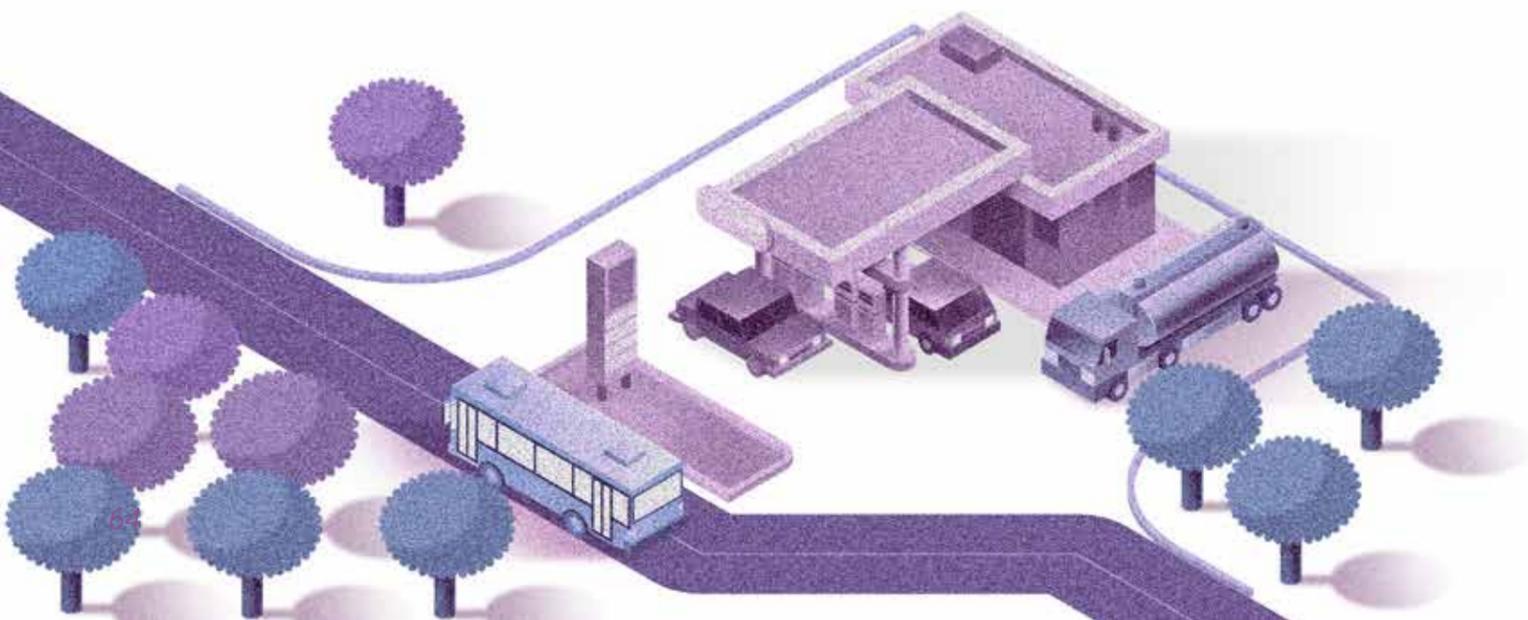
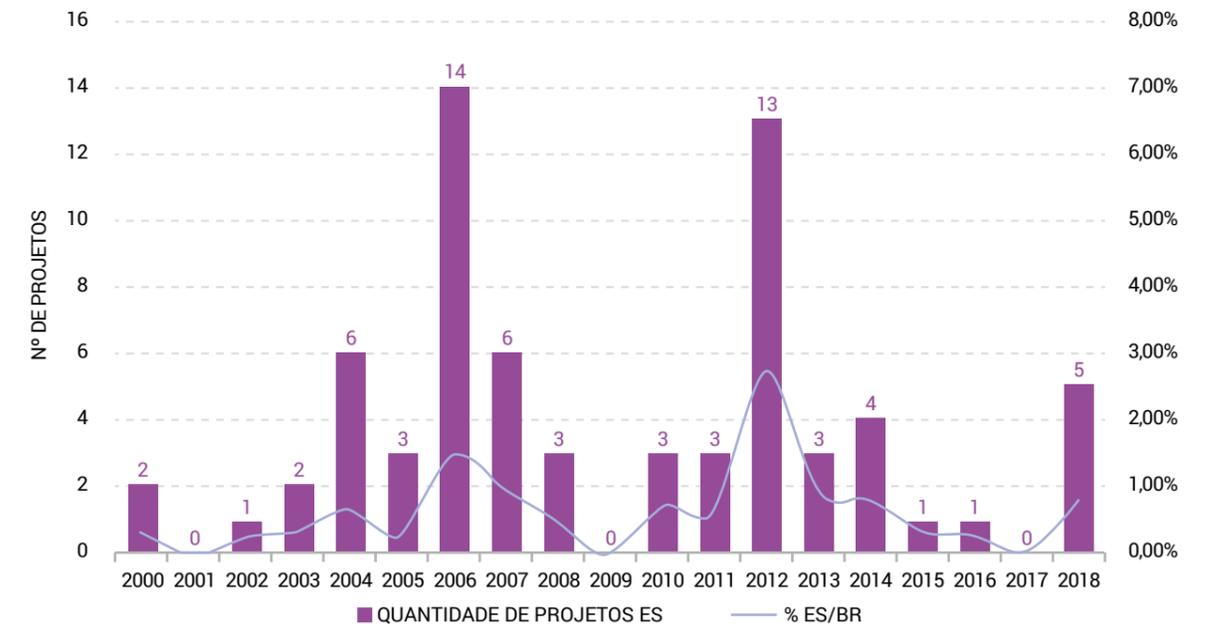


Gráfico 34 - Número de projetos iniciados que receberam recurso da cláusula de PD&I no Espírito Santo



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findex.

**De 2000 a 2018, foram iniciados no Espírito Santo um total de 70 projetos desenvolvidos com os recursos da cláusula de PD&I.**

Das quatro empresas petrolíferas<sup>47</sup> que geram obrigações de PD&I, por possuírem campos produtivos em confrontação com o estado, apenas a Petrobras (69) e a Queiroz Galvão (1) tiveram projetos desenvolvidos com esse recurso.

A maior quantidade de projetos foi iniciada nos anos de 2006 (14) e 2012 (13), no entanto, o montante de 2018 (5) é o maior dos últimos seis anos e superior ao ano 2017, quando não foi realizado nenhum projeto, assim como ocorreu em 2001 e 2009.

**Em 2018, a quantidade de projetos desenvolvida pelo estado representou apenas 0,84% do total do Brasil.**

**No Espírito Santo, assim como no Brasil, apenas uma parte (13 dos 70) dos projetos financiados com o recurso da cláusula precisou de autorização. Grande parte desses projetos foram destinados à criação e à adequação da infraestrutura dos laboratórios e à aquisição dos equipamentos necessários às pesquisas.**

<sup>45</sup> Quantidade referente ao total de projetos e programas de pesquisa, desenvolvimento e inovação liberados pela ANP para receber recursos da cláusula de PD&I. O fato desses projetos/programas serem aprovados não garante a sua realização.

<sup>46</sup> A ANP divulga regularmente as informações consolidadas de projetos e seus respectivos valores.

<sup>47</sup> Petrobras; Shell; ONGC E QPI.

Tabela 11 - Investimentos em PD&I autorizados pela ANP no Brasil pelas principais concessionárias

Empresa Petrolífera	Nº de projetos autorizados	%	Valores autorizados (R\$ milhões)*	%
PETROBRAS	1.450	87,6%	5.210,75	90,2%
SHELL	71	4,3%	349,01	6,0%
QUEIROZ GALVÃO	32	1,9%	9,62	0,2%
EQUINOR	23	1,4%	49,30	0,9%
PETROGAL	24	1,5%	73,75	1,3%
SINOCHEM	13	0,8%	19,87	0,3%
REPSOL	17	1,0%	45,76	0,8%
CHEVRON	9	0,5%	6,37	0,1%
GEOPARK	3	0,2%	0,67	0,0%
BP	2	0,1%	2,32	0,0%
ONGC	2	0,1%	0,50	0,0%
PARNAÍBA GÁS NATURAL	2	0,1%	5,57	0,1%
BRASOIL	2	0,1%	0,24	0,0%
QPI	2	0,1%	0,19	0,0%
FRADE JAPÃO	1	0,1%	3,16	0,1%
RIO DAS CONTAS	1	0,1%	0,11	0,0%
TOTAL	1	0,1%	0,09	0,0%
<b>SOMATÓRIO</b>	<b>1.655</b>	<b>100,0%</b>	<b>5.777,27</b>	<b>100,0%</b>

\* Projetos Autorizados (De novembro 2005 até junho de 2019)

Acumulado de nov/2005 até jun/2019

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies / Findes.

### 4.3 Executores dos projetos e programas 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 às demandas específicas das empresas de extração e de produção de petróleo. Normalmente, a interligação entre

a demandante e os candidatos a execução do projeto é feita por meio de articulação institucional, sendo escolhida a instituição/empresa que a petrolífera julgar ser melhor capacitada para desenvolver o trabalho.

### 4.3.1 Instituições cadastradas

No Brasil, em 2018, havia 140 instituições de pesquisa cadastradas na ANP para a execução de projetos com recursos provenientes de cláusula de PD&I. Estas instituições desmembram-se em um total de 843 unidades de pesquisa (UP). Essas instituições credenciadas abrangem um total de 3.688 linhas de pesquisa, distribuídas em sete áreas temáticas, voltadas para o desenvolvimento científico e tecnológico do setor (tabela 12). O estado com mais instituições cadastradas foi o Rio de Janeiro (31), seguido por São Paulo (22).

Até o ano de 2018, no Espírito Santo, apenas a Universidade Federal do Espírito Santo (UFES), o Instituto Federal do Espírito Santo (IFES) e a Faculdade do Centro Leste (UCL) executaram projetos com recursos da cláusula de PD&I, com a UFES sendo responsável por 97,1% da quantidade total de projetos realizados no estado.

Em 2018, o Espírito Santo desenvolveu 5 projetos com os recursos da cláusula de PD&I, totalizando um montante de R\$ 11,4 milhões<sup>48</sup>, todos realizados por unidades de pesquisas da UFES. Destes projetos, 2 estavam relacionados com o tema de produção, 1 com engenharia de poço, 1 referente à segurança e meio ambiente e 1 sobre recuperação avançada de petróleo. Neste ano apenas duas instituições de pesquisa estavam cadastradas na ANP: a UFES com 14 unidades de pesquisas registradas e a UCL com 1.

Tabela 12 - Número de Linhas de Pesquisa por área - até 2018

Área	Linha de Pesquisa	Part. (%)
Temas Transversais	1.288	34,9%
Exploração e Produção de Petróleo e Gás	1.157	31,4%
Biocombustíveis	533	14,5%
Abastecimento	318	8,6%
Outras Fontes de Energia	184	5,0%
Gás Natural	139	3,8%
Regulação do Setor	69	1,9%
<b>Total</b>	<b>3.688</b>	<b>100,0%</b>

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findes.

Esta pequena quantidade de unidades de pesquisa explica, em alguma medida, os apenas 70 projetos/programas desenvolvidos dentro do estado, com três possíveis motivos em particular: (i) reduzida quanti-

dade de professores, de bolsistas e de laboratórios presentes nessas UP's; (ii) complexidade e prazo de duração dos projetos e programas; (iii) obrigações dos docentes em outras atividades acadêmicas. Esses pontos, em conjunto, revelam porque as UP's do estado têm fôlego limitado para receber os investimentos da cláusula de PD&I.

<sup>48</sup> Nenhum projeto de 2018 precisou de autorização da ANP. Estes valores foram destinados para serem executados durante todo o período do projeto. E cada projeto tem duração diferente, que vai de 24 até 42 meses.

Uma opção para aumentar a quantidade de projetos com recurso desta cláusula é, portanto, o aumento do número das unidades de pesquisa cadastradas. De acordo com os dados do Censo do CNPQ (2017), havia no Espírito Santo outras 37 linhas de pesquisa vinculadas diretamente à atividade de extração e produção de petróleo, gás natural e de biocombustíveis que ainda não estavam vinculadas à ANP. Desde de que preenham

os demais requisitos da Resolução ANP nº 47/2012 e o respectivo Regulamento Técnico ANP nº 7/2012<sup>49</sup>, essas linhas de pesquisas poderiam se transformar em unidades de pesquisas cadastradas na agência.

Tabela 13 - Número de instituições do Espírito Santo que receberam recursos da cláusula de PD&I - 1998 até 2018

	UFES	IFES**	UCL	Total ES
Nº unidades de pesquisa cadastradas na ANP*	14	0	1	15
Nº de projetos que receberam recursos de PD&I sem necessidade de autorização da ANP	55	1	1	57
Nº de projetos que precisaram de autorização da ANP	13	0	0	13

\* Duas unidades de pesquisas não constam nesta lista: o Grupo de Pesquisa em Eng. de Petróleo/Gás Natural, Energia e Meio Ambiente (GPEPEM-UFES), cadastrado em janeiro de 2019 e a Unidade Pesquisa em Meio Ambiente, da Universidade de Vila Velha (UVV), cadastrado em março de 2019.

\*\* O IFES, até a data desta publicação, estava descredenciado da ANP.

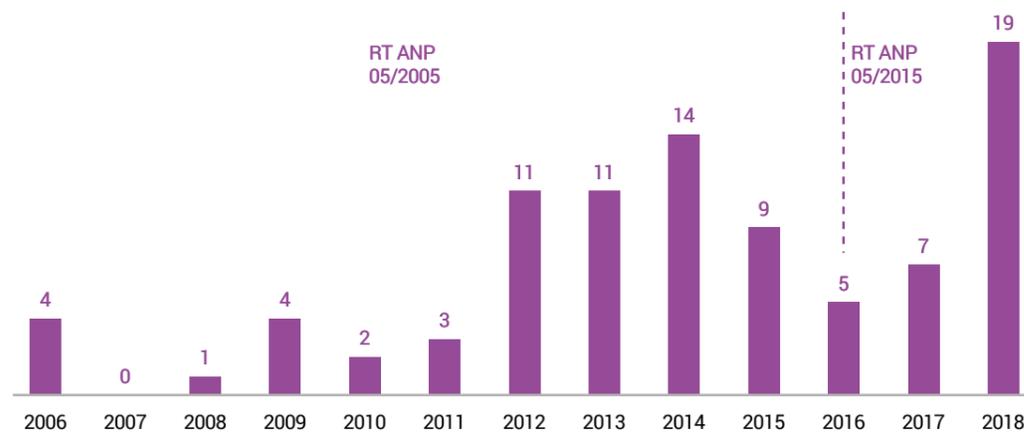
Fonte: ANP. Elaboração: Ideies / Findes

### 4.3.2 Empresas Brasileiras

As empresas brasileiras desenvolveram no país 90 projetos de PD&I com recursos da cláusula durante os anos de 2006 a 2018, sendo que apenas sete precisaram de autorização da ANP, ou seja, se enquadravam nas categorias de projetos e programas que devem ser submetidos para autorização.

Essas empresas podem ser as únicas executoras do projeto, podem subcontratar uma instituição de pesquisa ou, ainda, serem subcontratadas pela petrolífera.

Gráfico 35 - Projetos desenvolvidos por empresas brasileiras utilizando recursos da cláusula de PD&I



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies / Findes

Nota: Para elaboração destas informações, foram excluídas as empresas petrolíferas

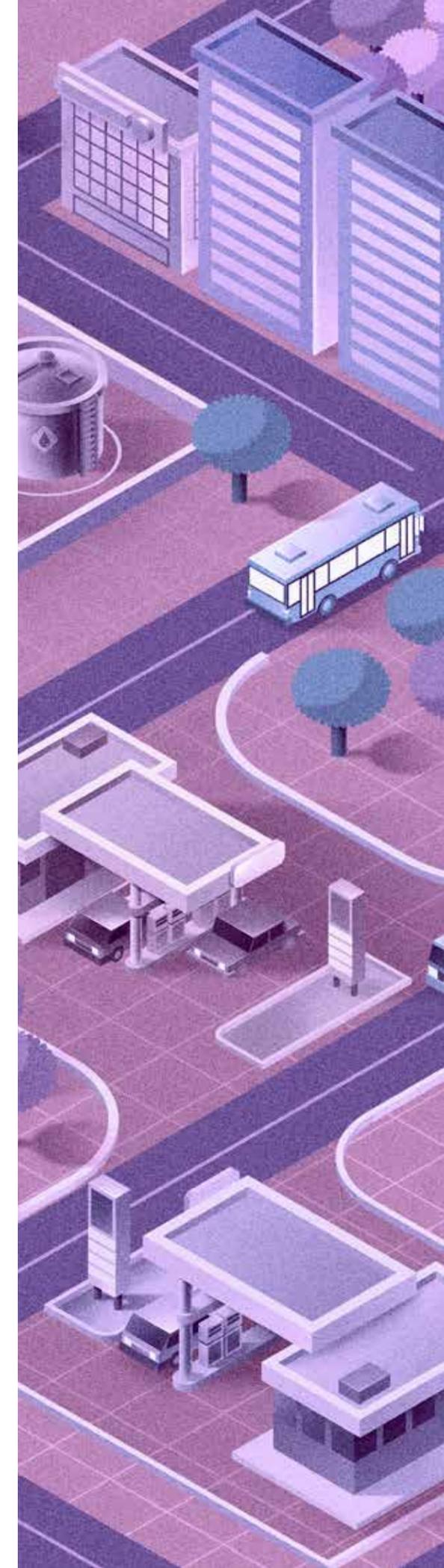
As empresas do Espírito Santo ainda não desenvolveram projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação com esses recursos, porém, o estado possui potencial para tanto. No Fórum Capixaba de Petróleo e Gás (FCP&G), com coordenação executiva da Federação da Indústria do Espírito Santo (Findes), há 18 empresas responsáveis por desenvolver 30 projetos distintos<sup>50</sup>, que se enquadram nos requisitos necessários para receber os recursos da cláusula. Estes projetos estão sendo realizados por empresas individuais ou por meio de consórcios entre diferentes empresas, promovendo a complementaridade de competências no desenvolvimento de novos produtos, na resolução de problemas e contribuindo para a eficiência na inovação.

O FCP&G vem atuando para divulgar os projetos desenvolvidos pelas empresas participantes, com o objetivo de fazer com que elas acessem os recursos da cláusula de PD&I. A manutenção da capacidade de produção e da competitividade do setor de petróleo e gás perpassa pelo desenvolvimento de novas tecnologias. Utilizando os recursos da cláusula será possível fomentar maiores oportunidades para promover o desenvolvimento e a inovação tecnológica dentro do estado.

Com as novas regras estabelecidas pela ANP para desburocratizar o uso de recursos obrigatórios de pesquisa e desenvolvimento, espera-se que as startups e os fornecedores da indústria de petróleo tenham maior acesso com menor burocracia aos recursos da cláusula.

<sup>49</sup> O Regulamento Técnico ANP nº 7/2012 aprovado pela Resolução ANP nº 47/2012 e aprimorado em 8 de março de 2019 pela Resolução ANP nº 775/2019, estabelece as regras, as condições e os requisitos técnicos para credenciamento de instituições de pesquisa aptas a participarem de projetos financiados com recursos previstos nas Cláusulas de PD&I. Acesse em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2019/fevereiro&item=ramp-775-2019>.

<sup>50</sup> Projetos em fase de testes, iniciação, desenvolvimento ou concluídos. Vide a listagem completa em anexo.





## Capítulo 5

# OPORTUNIDADES PARA O ESPÍRITO SANTO



Com o avanço dos processos relacionados à transição energética para as próximas décadas, a estrutura das fontes geradoras de energia mudará, com maior participação das renováveis. O petróleo perderá participação, mas ainda continuará contribuindo com pouco mais de 1/4 da demanda mundial por energia<sup>51</sup>. No cenário nacional, os planos de investimentos em petróleo e gás natural dos principais atores do setor estão concentrados em aproveitar essa janela de oportunidade.

A ANP, preocupada em fornecer um ambiente competitivo ao setor, está promovendo algumas medidas para atrair e diversificar os atores envolvidos, fornecendo maior previsibilidade aos agentes. Para o Espírito Santo, as novas oportunidades em exploração e produção estão focadas no calendário de rodadas das áreas localizadas em águas ultraprofundas e da oferta permanente. Além destas, adiciona-se as áreas de exploração em que a Petrobras está se desfazendo, seja por motivo de novo reposicionamento de mercado da empresa<sup>52</sup>, ou ainda pelas áreas devolvidas à ANP por falta de investimentos da companhia<sup>53</sup>.

### 5.1 Próximas rodadas de licitação de blocos da ANP

Em agosto de 2018, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleceu as diretrizes<sup>54</sup> para o planejamento plurianual de licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural

no biênio 2020 – 2021. O conselho definiu critérios para realizar a décima sétima e a décima oitava rodada de licitação de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural. A décima sétima rodada foi autorizada<sup>55</sup> e definida as áreas que serão leiloadas.

<sup>51</sup> De acordo com as projeções da Energy Information Administration, apresentadas no capítulo 1.

<sup>52</sup> Vide nota 51.

<sup>53</sup> Resolução da Diretoria da ANP 0254/2019.

<sup>54</sup> De acordo com a resolução do CNPE nº 10 de 2018.

<sup>55</sup> De acordo com a resolução do CNPE nº 24 de 2019.



Figura 5 - Agenda de rodadas autorizada e anunciada pela ANP para o Espírito Santo

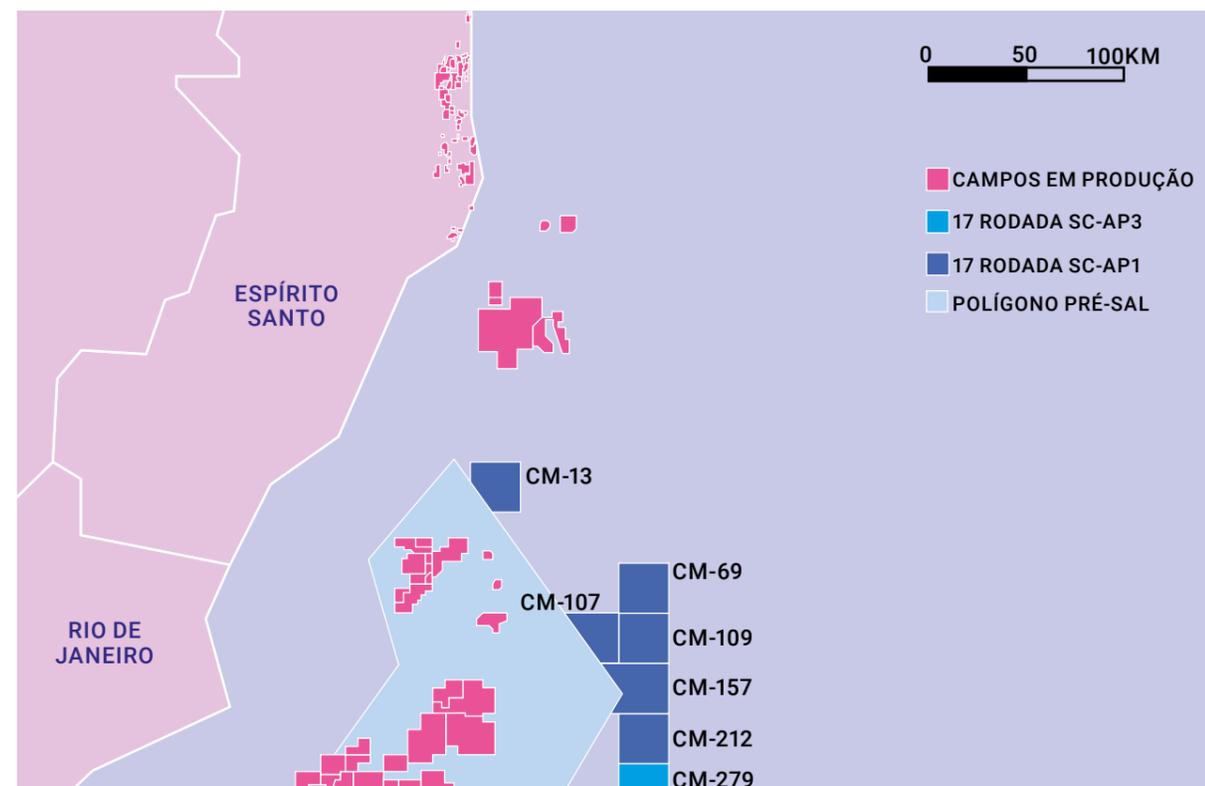


Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findex

Nesta rodada serão ofertados 128 blocos nas bacias/setores: Pará-Maranhão (setor SPAMA-AUP1), Potiguar (setores SPOT-AP2 e SPOT-AUP2), Pelotas (setores SP-AP1, SP-AR1 e SP-AUP1), Campos (setores SC-AUP2, SC-AP3 e SC-AP1) e Santos (setores SS-AUP5, SS-AP4 e SS-AUP4). Os ativos totalizam 64,1 mil km<sup>2</sup> de área.

Em confrontação com o Espírito Santo, estão 6 blocos do setor SC-AP1 e 1 bloco do setor SC-AP3 (Figura 6). A área é exploratória e, por isso, sem registro de atividade perfuratória. Apenas o bloco C-M-13 foi perfurado em 2003, e classificado como seco com indício de petróleo, mas que não justificava produção à época. Os municípios capixabas confrontantes são: Anchieta, Piúma, Itapemirim, Marataízes, Presidente Kennedy, Vila Velha e Guarapari.

Figura 6 - Áreas em oferta na 17ª rodada da ANP - Espírito Santo



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/ Findex

A ANP está autorizada também a realizar a 18ª Rodada, na modalidade de concessão, em 2021. Para esta rodada deverão ser selecionados blocos das Bacias do Ceará (setores SCE-AP1, SCE-AP2 e SCE-AP3) e de Pelotas (setores SP-AR2, SP-AR3, SP-AP2, SP-AUP2 e SP-AUP7) e de águas ultraprofun-

das fora do polígono do Pré-sal da Bacia do Espírito Santo (setores SES-AUP2, SES-AUP3 e SES-VT).

É preciso ressaltar que a **manutenção da agenda de rodadas de licitações no Brasil é crucial para atração de investimentos no setor de petróleo e gás natural**, aumentando suas potencialidades e assegurando maior previsibilidade aos agentes representativos do setor, à sociedade e aos governos municipais, estaduais e federal.

## 5.2 Oferta Permanente

De acordo com as resoluções CNPE n°s 17/2017 e 8/2018, a ANP fica autorizada a licitar de forma contínua, por meio de oferta permanente, os campos devolvidos ou em processo de devolução, bem como os blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à agência. Também foram incluídas algumas áreas com acumulações marginais<sup>56</sup> localizadas em bacias maduras. Estão excluídos dessa oferta os blocos localizados no polígono do Pré-sal ou nas demais áreas consideradas estratégicas.

A oferta permanente<sup>57</sup> é um processo de licitação composta por algumas etapas distintas das Rodadas coordenadas pela ANP (figura 7). Nesta modalidade de oferta, os licitantes inscritos na ANP podem manifestar interesse a qualquer momento para operar em quaisquer blocos ou áreas em oferta disponibilizada pela agência. Para tanto, basta apresentar declaração de interesse acompanhada da garantia de oferta do bloco ou área desejada.

Após a aprovação de pelo menos uma declaração de interesse e da respectiva documentação, a Comissão Especial de Licitação (CEL) da oferta permanente divulga o cronograma do ciclo de apresentação de ofertas. Vence a licitação a empresa ou o consórcio que: i) obtiver a maior pontuação em bônus de assinatura e programa exploratório mínimo nos blocos exploratórios; e ii) o maior bônus de assinatura em áreas de acumulações marginais. Posteriormente, é realizado a qualificação da licitante vencedora, a adjudicação do objeto e a homologação da licitação. Por fim, a assinatura do contrato garante à empresa a concessão da área.

<sup>56</sup> Área com descoberta de petróleo e/ou gás natural que não houve produção ou foi interrompida por falta de interesse econômico.

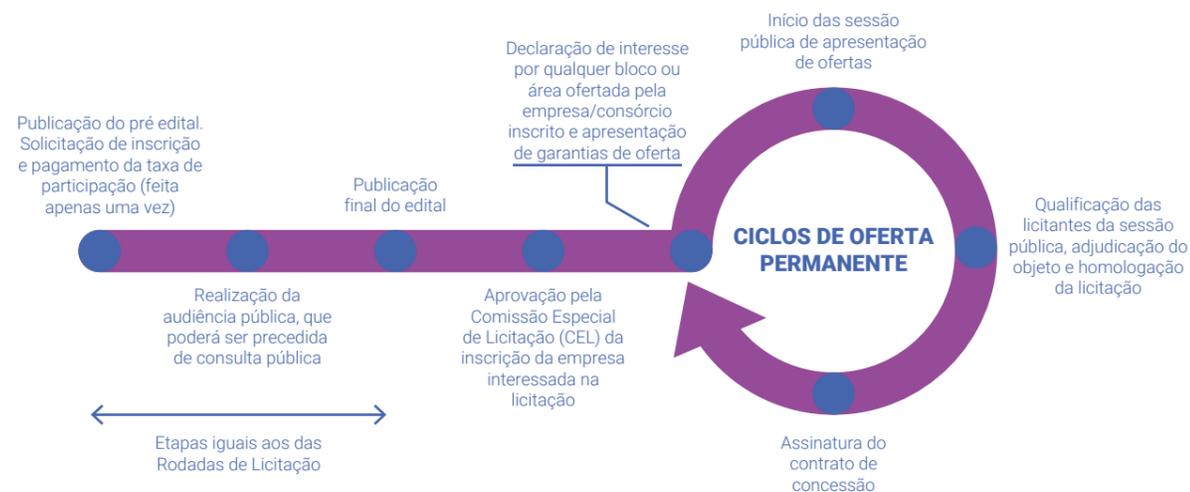
<sup>57</sup> O objetivo do Conselho Nacional de Política Energética com essa oferta permanente é: i) expandir as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural; ii) ampliar o conhecimento das bacias sedimentares; iii) descentralizar o investimento exploratório no país; iv) fixar empresas nacionais e estrangeiras no Brasil; e v) oferecer oportunidades a pequenas e médias empresas (Resoluções CNPE n°s 17/2017 e 8/2018).

Esse processo descrito se repete, iniciando um novo ciclo, todas as vezes que há a apresentação de declaração de interesse e declaração de garantias dos blocos e áreas remanescentes na oferta permanente.

Esse tipo de oferta possui alguns aspectos mais simplificados do que

as demais licitações da ANP. Entre elas, podemos citar: i) registro único, ou seja, a inscrição é realizada apenas uma única vez, independentemente da quantidade de ciclos de oferta que a empresa/ consórcio queira participar; ii) taxa de participação única com um valor reduzido; iii) a compra do pacote de dados técnicos é opcional; iii) redução da garantia financeira para o Programa Exploratório Mínimo; iv) bônus de assinatura reduzido para bacias maduras (valor máximo fixado pela agência foi de R\$ 60 mil no primeiro edital); vi) conteúdo local onshore (50% na exploração e 50% no desenvolvimento da produção).

Figura 7 - Etapas da Oferta Permanente



Elaboração: Ideies/Findes.

As áreas com acumulações marginais e blocos exploratórios no Espírito Santo possibilitam a participação de empresas com diversos tamanhos (qualificação econômica financeira,

em inglês product lifecycle management - PLM<sup>58</sup>), qualificações técnicas e jurídicas na atividade de E&P<sup>59</sup> (vide quadro 4). Portanto, a oferta permanente abre espaço para desconcentração do setor E&P do país, o que permitirá a expansão e a diversificação da atividade tanto no país como no Espírito Santo.



Quadro 4 - Resumo dos critérios de enquadramento nos níveis de qualificação para operadoras para as áreas e blocos do Espírito Santo em oferta permanente\*

Blocos Exploratórios da Bacia de Campos	Blocos Exploratórios da Bacia do Espírito Santo	Áreas com Acumulações Marginais
A empresa precisa ter no mínimo: PLM de R\$ 68 milhões, possuir experiência em atividade de E&P e comprovação da reg. fiscal e trabalhista. Essas qualificações a enquadram como "operadora B", qualificada para operar nos blocos situados em águas rasas, em terra e em áreas com acumulações marginais.	A empresa precisa ter no mínimo: PLM de R\$5,5 milhões, possuir experiência em atividade de E&P e comprovação da reg. fiscal e trabalhista. Essas qualificações a enquadram como "operadora C", qualificada para operar nos blocos situados em terra (não remotas) e em áreas com acumulações marginais.	A empresa precisa ter no mínimo: PLM de R\$700 mil, possuir um profissional de E&P com pelo menos dois anos de experiência (qualificação técnica) e comprovação da reg. fiscal e trabalhista. Essas qualificações a enquadram como "operadora D", qualificada apenas para operar áreas com acumulações marginais.

(\*) A qualificação técnica das operadoras C e B são por pontuação. Para maiores detalhes, vide seção 8 e as páginas 64 e 65 do edital da oferta permanente (<http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente/edital-e-modelos-dos-contratos-de-concessao>)

Nota: As empresas não operadoras (participação por meio consórcio) precisam ter 25% do PLM exigido da operadora para cada critério, apresentar um resumo de sua atividade principal e enviar comprovação da reg. fiscal e trabalhista.

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

No primeiro edital de oferta permanente da ANP, divulgado em 2019, foram disponibilizados no estado do Espírito Santo: 2 setores com

Bacia do Espírito Santo; 1 setor (na divisa do ES e RJ) com 2 blocos<sup>60</sup> em mar (águas rasas), na Bacia de Campos; 2 setores com 4 áreas de acumulações marginais em terra na Bacia do Espírito Santo. A relação completa dessas áreas e blocos está no final da seção.

Tabela 14 - Quantidade de setores, blocos e áreas da Oferta Permanente disponibilizada para o Espírito Santo

	Bacia	UF	Setores (Qtd.)	Bloco ou Áreas (Qtd.)	Ambiente
Blocos Exploratórios	Espírito Santo	ES	2	31	Terra
	Campos	ES e RJ	1	2	Mar (águas rasas)
Áreas com Acumulações Marginais	Espírito Santo	ES	2	4	Terra

Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/ Findes

No dia 10 de setembro de 2019 a ANP realizou o 1º ciclo de Oferta Permanente. No Espírito Santo, 3 áreas com acumulações margi-

nais receberam declarações de interesse. Permanecem em oferta mais uma área de acumulação marginal e todos os blocos exploratórios no estado.

<sup>58</sup> Documentação composta por demonstrações financeiras (balanço patrimonial, demonstrações de lucro ou prejuízos e etc.) e parecer de auditor independente para a comprovação da capacidade financeira do licitante em adquirir a área ou bloco da oferta.

<sup>59</sup> Para maiores detalhes, vide página 65 do edital da oferta permanente da ANP: [http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta\\_Permanente/Edital/edital-op.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Oferta_Permanente/Edital/edital-op.pdf)

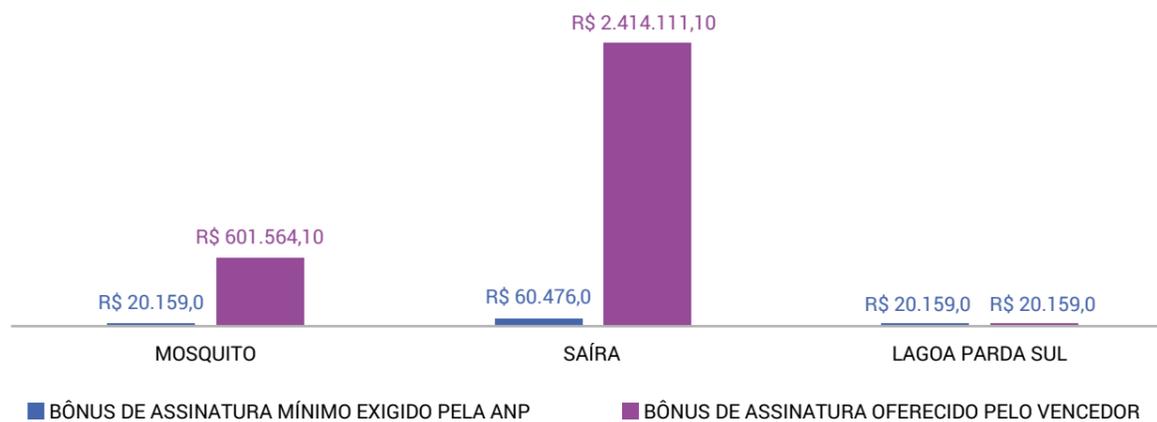
<sup>60</sup> Foi considerado apenas os blocos C-M-58 e C-M-99 do setor SC-AR2 que fazem fronteira com o estado do Espírito Santo e do Rio de Janeiro.

Os vencedores desse ciclo foram: o consórcio composto pela Petromais Global Exploração e Produção LTDA (50%) e Eagle Exploração de Óleo e Gás Ltda. (50%) que arremataram as áreas de Mosquito e Saira do município de São Mateus; e a operadora Imetame Energia Ltda. que ficou

com a área de Lagoa Parda Sul em Linhares. Ao todo, esses vencedores terão que realizar um investimento mínimo de R\$ 4,2 milhões em três anos para a reabilitação dos poços.

O bônus total oferecido por essas áreas arrematadas na oferta permanente no estado foi de R\$3,03 milhões. Entre as áreas, o maior bônus oferecido foi de R\$ 2,41 milhões pago pela área de Saíra.

Gráfico 36 - Bônus de assinatura das áreas de acumulação marginais com manifestações de interesse no 1º Ciclo de Oferta Permanente – Espírito Santo



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/ Findex

### 5.2.1 Áreas autorizadas para Oferta Permanente – breve caracterização

Na bacia do Espírito Santo foram ofertados 2 setores exploratórios e 4 campos com acumulações marginais.

Com relação à oferta no Espírito Santo, a principal característica é a proximidade dos blocos exploratórios com reservatórios já conhecidos da bacia do Espírito Santo e de Campos. Além disso, são áreas que possuem poucos poços perfurados.

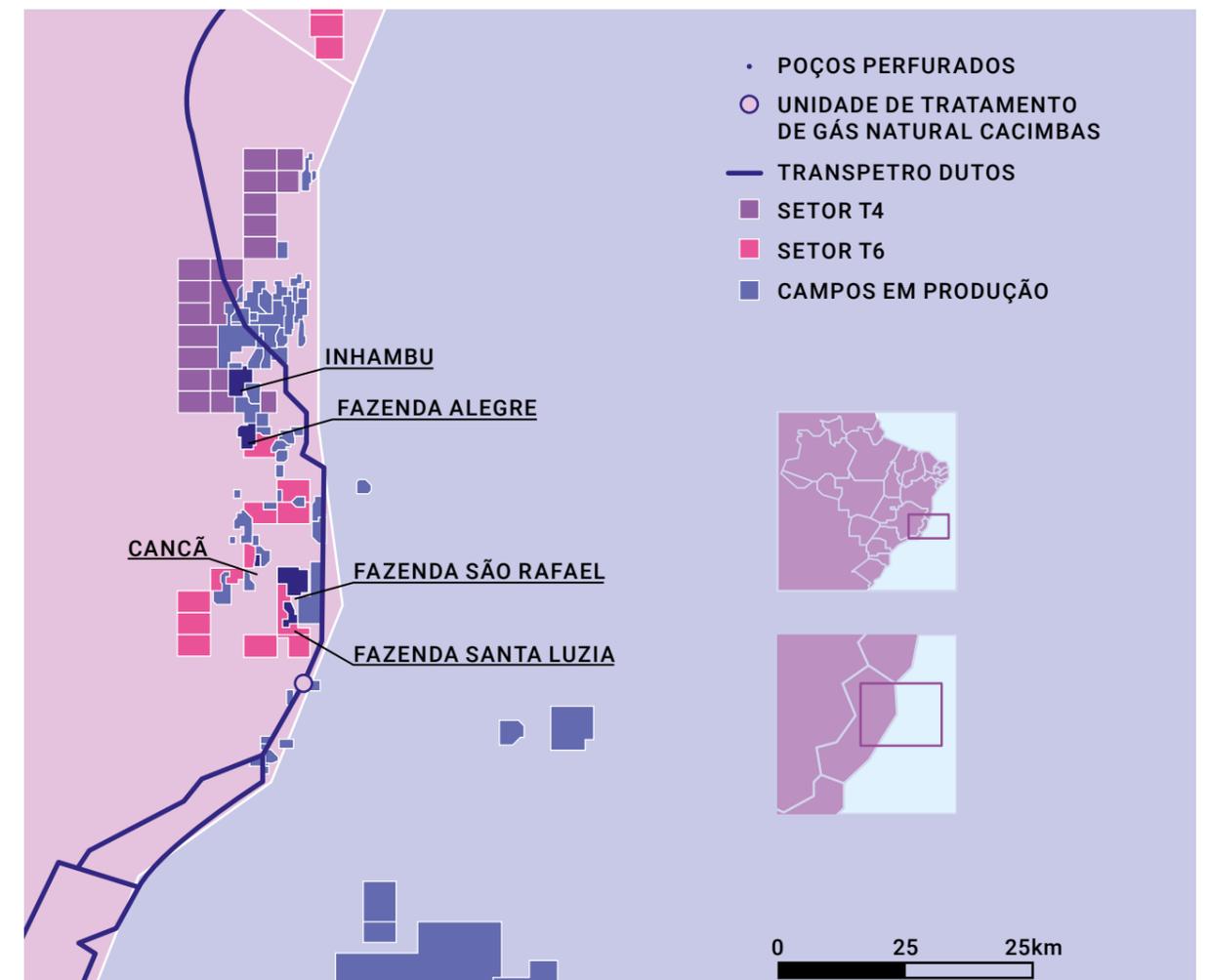
O setor T4 (figura 8), localizado nos municípios de Conceição da Barra e São Mateus, ao norte do Espírito Santo, possui 20 áreas exploratórias, sendo que metade delas possuem poços perfurados. Ao todo são 18 poços perfurados, que de acordo com a categoria<sup>61</sup>, podem ser agrupados como: 8 poços especiais (44,4%), quando não há de forma clara um motivo para perfuração e 10 poços pioneiros (55,5%), cujas primeiras perfurações têm a finalidade de buscar algum reservatório de petróleo e/ou gás natural.

A situação dos poços pode ser classificada de acordo com o estado atual ao qual o poço se encontra. Dessa forma, o setor T4 pode

ser classificado como: 7 poços secos e sem indício de petróleo (38,8%), 4 poços secos com indícios de petróleo (22,2%), 3 poços abandonados por outras razões (16,7%), 2 poços de pesquisa mineral (11,1%), 1 poço para descarte de água (5,6%) e 1 poço produtor subcomercial de petróleo (5,6%). Este último localiza-se na área ES-T-291.

Já o setor T6, localizado nos municípios de Jaguaré, São Mateus e Linhares, também ao norte do Espírito Santo, possui 12 blocos na oferta permanente. O setor possui 40 poços perfurados com característica exploratória. A situação dos poços pode ser classificada como: 19 poços secos e sem indícios de petróleo (47,5%); 8 poços secos com indícios de petróleo (20,0%); 3 poços portadores de petróleo (7,5%); 1 poço produtor comercial de petróleo e gás natural<sup>62</sup> (2,5%) e o restante são poços secos e abandonados (22,5%).

Figura 8 - Oferta Permanente – Setor 4 e Setor 6 Bacia do Espírito Santo Onshore

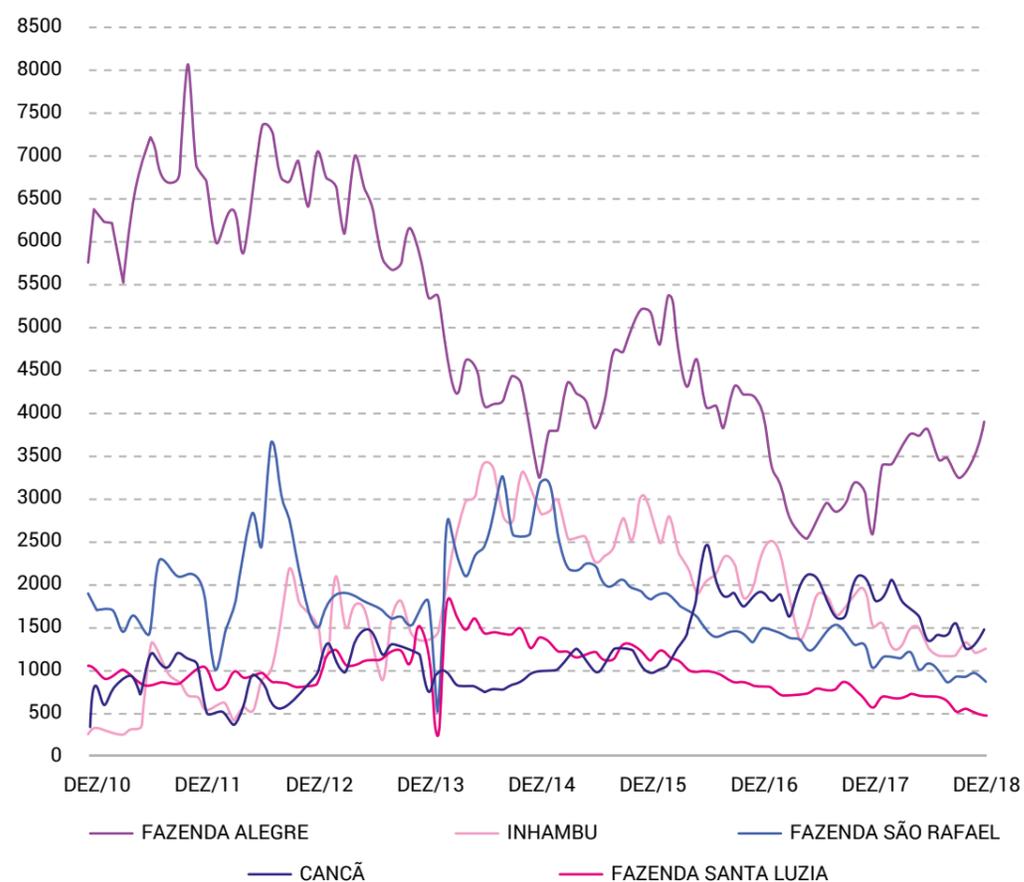


Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/ Findex

<sup>61</sup> Definido segundo sua finalidade de operação, de acordo com a resolução nº 699/2017 da ANP.

<sup>62</sup> Localizado no setor S-T-496

Gráfico 37 - Produção de petróleo (bbl/dia)



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/ Findex

Adicionalmente, o resultado dos poços secos não torna conclusiva a comercialidade dos blocos. **Apesar da pouca atividade perfuratória, os setores T4 e T6 possuem proximidade de campos com reservatórios conhecidos e em processo de produção (Figura 9 e gráfico 37).** São áreas que carecem de mais estudos e de atividades exploratórias para avaliação do seu potencial. Os blocos T4 e T6 estão próximos dos campos de Fazenda Alegre, Inhambu e Cancã, classificados entre os 20 campos onshore de maior produção do Brasil.

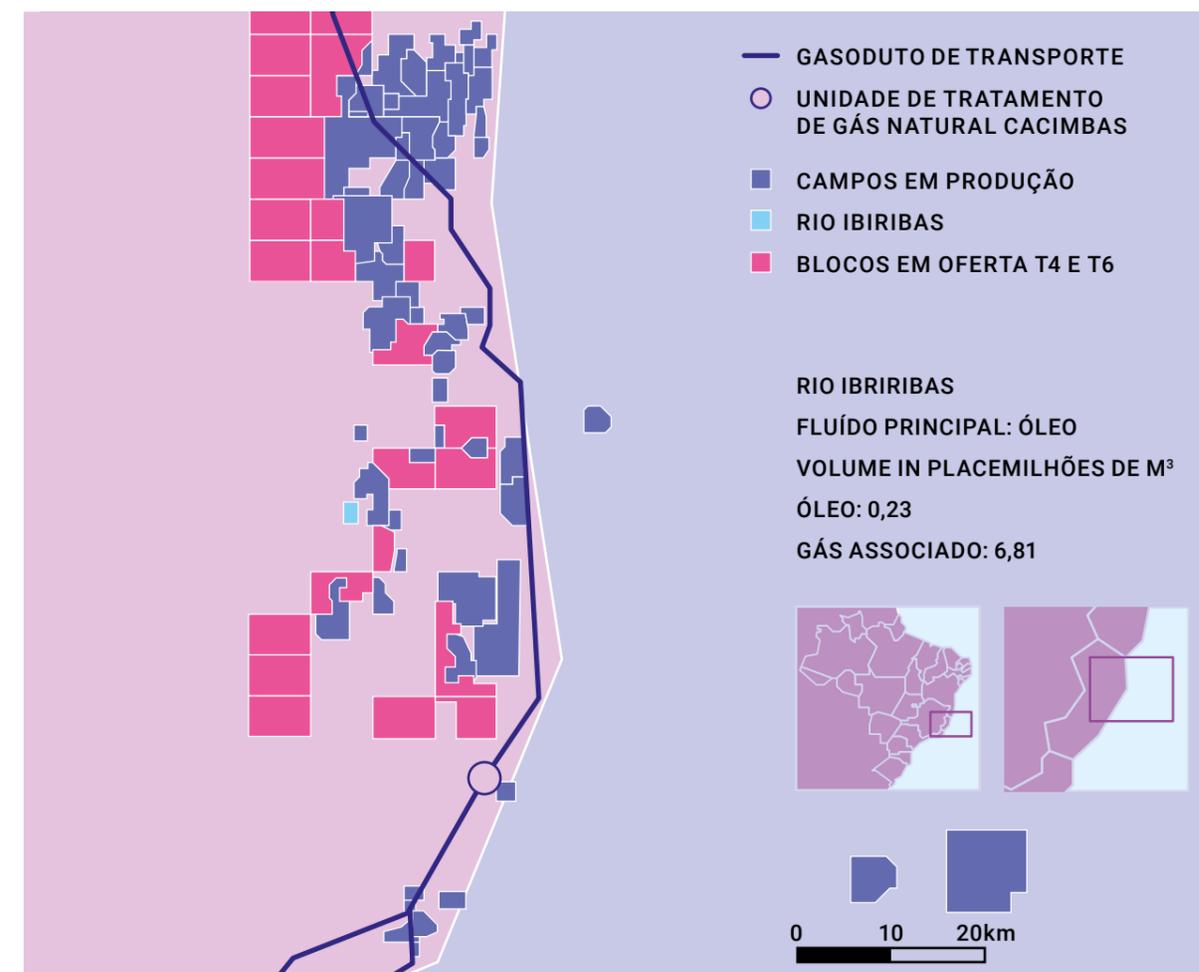
O campo de Fazenda Alegre, por exemplo, possui um reservatório de 39,4 milhões de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de óleo e 655 milhões de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de gás natural associado. Já Inhambu, possui um reservatório de 15,9 milhões de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de óleo e 159,3 milhões de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de gás associado. O campo de Cancã conta com um reservatório de 6,7 milhões de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de óleo e 164,9 milhões de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de gás associado<sup>63</sup>.

Além desses, o setor T-6 está localizado próximo aos campos de Santa Luzia, São Rafael e Rio Ipiranga<sup>64</sup>. O campo de Santa Luzia e São Rafael, operados pela Petrobras, destacam-se por possuírem, respectivamente, 228,1 milhões e 127,1 milhões de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de gás natural não associado. Além disso, esses reservatórios estão localizados próximos da unidade de tratamento de gás natural de Cacimbas (Figura 9).

Ainda na parte onshore, está na oferta o campo marginal do Rio Ibiribas, localizado na cidade de Linhares (Figura 9). A área, conduzida pela

Petrobras, teve a atividade perfuratória iniciada e finalizada na década de 1980, com 3 poços perfurados. A classificação desses poços foram: seco com indícios de petróleo, descobridor de campo com petróleo e produtor subcomercial de petróleo.

Figura 9 - Oferta Permanente – Campo marginal Rio Ibiribas



Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/ Findex

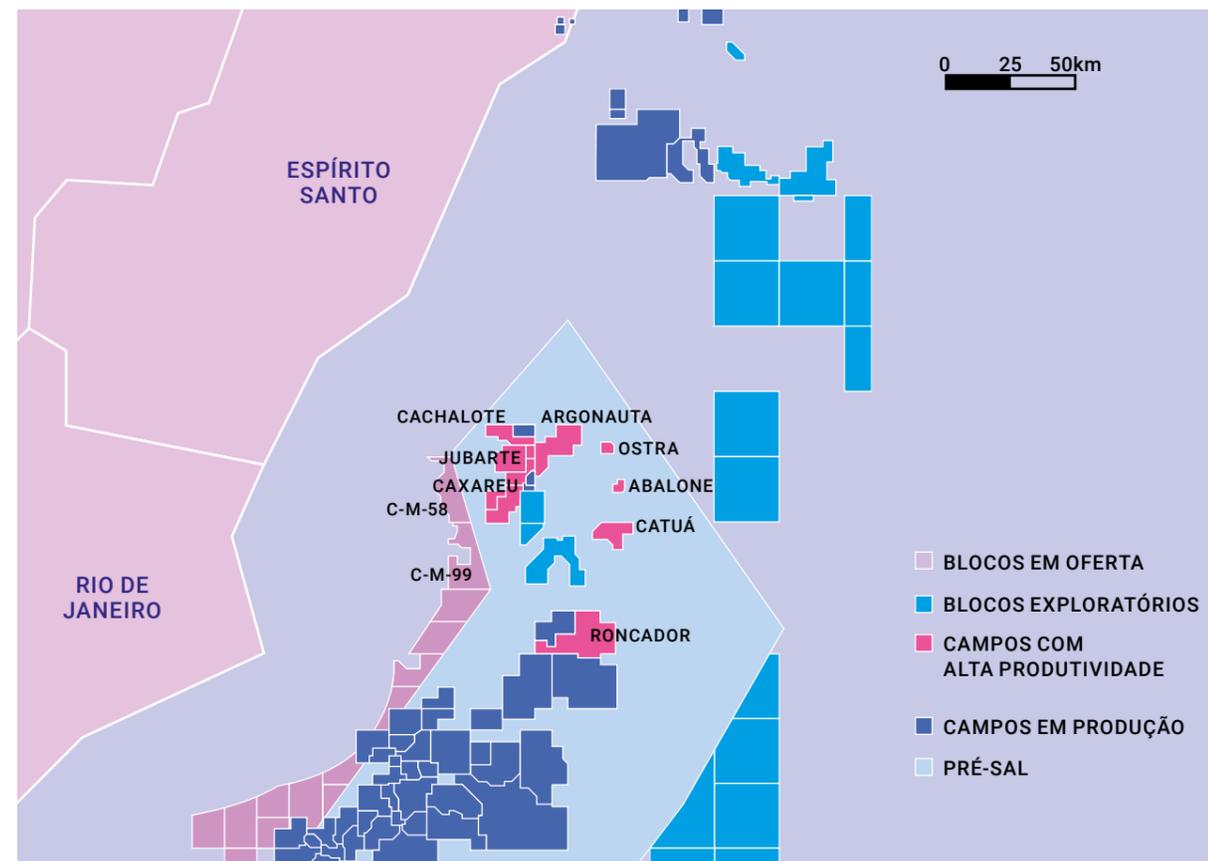
Na parte offshore, a oferta permanente possui dois blocos do setor SC-AR2, localizado na margem do polígono do pré-sal na bacia de Campos, em confronta-

ção com o Espírito Santo (Figura 10). O bloco C-M-58, em águas rasas, foi arrematado na Rodada 5 pela Petrobras e devolvido em 2008. Já o bloco C-M-99, em águas profundas e ultraprofundas, foi ofertado na Rodada 6 e não arrematado (Figura 10)

<sup>63</sup> Os valores são referentes as estimativas realizadas para o ano de 2016.

<sup>64</sup> Esse campo foi devolvido à ANP e será tratado na sessão 5.3.

Figura 10 - Oferta Permanente – Setor SC-AR2 Bacia de Campos



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

Essas áreas não receberam perfurações no passado, por isso existe um maior risco exploratório devido à escassez de dados exploratórios. Contudo, ao delimitar um raio de distância de 30 km do centro de cada bloco, inclui-se um mapeamento da atividade perfuratória ao entorno dessas áreas.

Para o bloco C-M-58, foram mapeados 112 poços vizinhos perfurados. Desse total, 52 poços (46,4%) foram abandonados permanentemente; 23 poços (20,5%) estão produzindo<sup>65</sup>; e 11 poços (9,8%) são injetores; os demais poços foram fechados, abandonados ou não classificados. Cabe destacar que nenhum poço foi devolvido ou arrasado, este último refere-se ao poço que é fechado e retirado todos os equipamentos relativos à atividade de perfuração.



Já para o bloco C-M-99, foram mapeados 24 poços vizinhos no raio de 30 km do centro da área. Do total, nenhum poço está em produção e 21 poços (87,5%) foram abandonados permanentemente<sup>66</sup>, 1 poço (4,1%) foi abandonado temporariamente sem monitoramento, 1 poço (4,1%) foi abandonado por logística exploratória<sup>67</sup> e 1 poço (4,1%) não foi classificado pela petroleira. Ainda neste raio,

há o poço que, em 2006, encontrou reservatório de petróleo no campo de Caxareu, localizado no polígono do pré-sal.

**O mapeamento revelou que as perfurações desses poços, a maioria no polígono do pré-sal, possuem alta taxa de sucesso: 57,1% para o bloco C-M-58 e 20,8% para o bloco C-M-99.** A média de sucesso para as perfurações em poços offshore em todo o Brasil, entre 2014 e 2017, foi de 33,5%. A taxa de sucesso inclui os poços que foram perfurados e classificados como injetor, descobridor, portador ou produtor de petróleo e/ou gás natural.

### 5.2.2 Áreas em estudo e em consulta pública para Oferta Permanente – breve caracterização

De acordo com o CNPE e a ANP, estão em estudo 990 blocos exploratórios em 18 bacias sedimentares terrestres e marítimas. O Espírito Santo possui 3 setores offshore em análise, todos na bacia do Espírito Santo (Figura 11). As áreas estão localizadas no entorno dos campos exploratórios já em concessão, ambos realizadas nas Rodadas 6, 11 e 14<sup>68</sup>.

O **setor SES-AP1** possui 16 blocos exploratórios e 23 poços perfurados entre 1998 e 2014 pelas operadoras Petrobras e Perenco Brasil. **O setor é confrontante com o campo de Golfinho<sup>69</sup> que, em 2018, representou 6,2% da produção de petróleo e 10,3% de gás natural, em média mensal, da produção do Espírito Santo.** Do total dos 23 poços perfurados, 14 poços estavam em um raio de 70 km do campo de Golfinho e, dentre estes, 5 poços (35,7%) foram mapeados como portadores de petróleo e/ou gás natural.

**Já o setor SES-AP2 possui 7 blocos exploratórios e 7 poços perfurados, todos abandonados permanentemente. A atividade perfuratória possui baixa taxa de sucesso visto que do total, 5 poços foram classificados como secos. O setor SES-AUP 3, por sua vez, não registrou atividade de perfuração.**

Em novembro de 2019, a ANP publicou no Diário Oficial da União o aviso de consulta pública e audiência pública nº 25/2019, com o objetivo de dar ciência e inclusão de blocos exploratórios e área com acumulação marginal na Oferta Permanente, além de obter subsídios para a elaboração da minuta do edital e dos contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás nessas áreas. **Para o Espírito Santo, foram inseridos na consulta pública 4 blocos nos setores SES-AP1 e SES-AP2, ambos marcados para ocorrer em fevereiro de 2020.**

<sup>65</sup> Todos operados pela Petrobras.

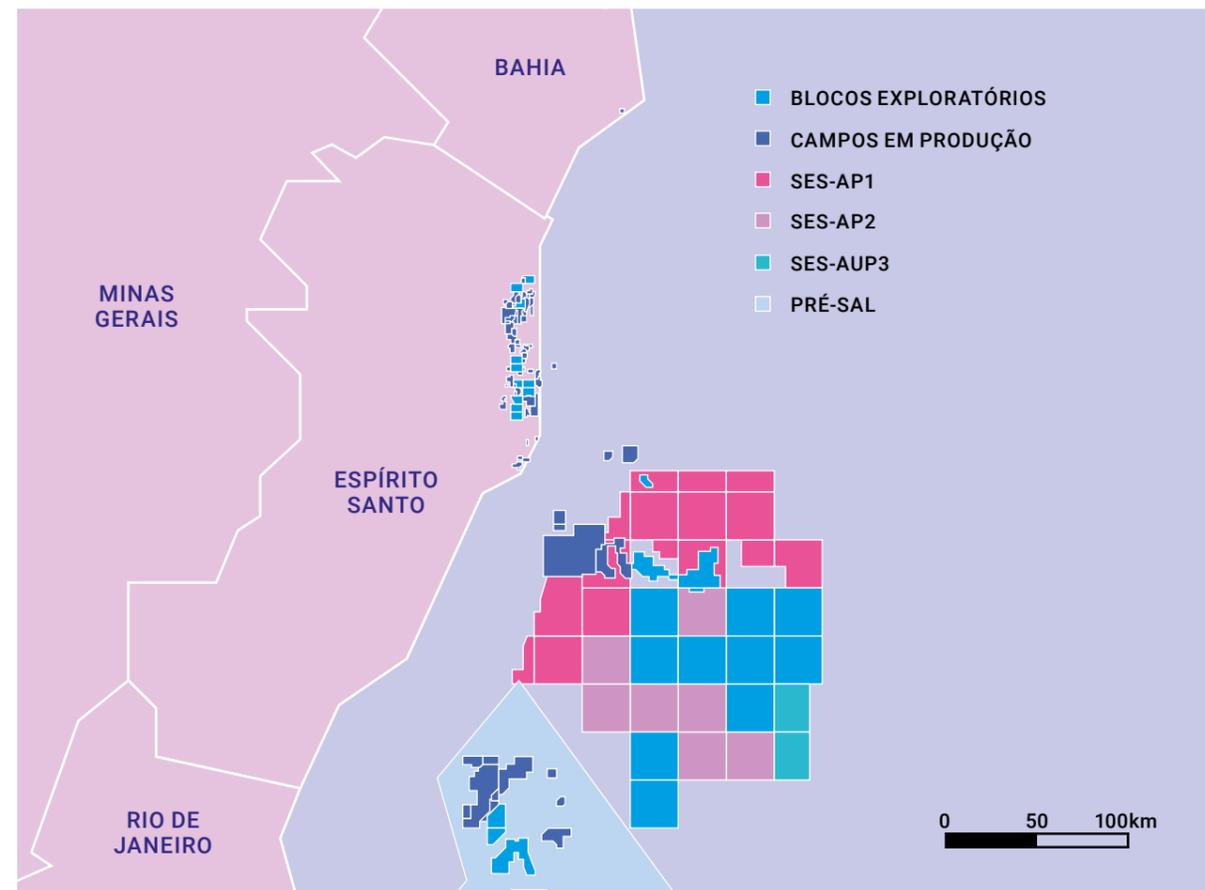
<sup>66</sup> Devido à característica de poços secos, sem indícios de hidrocarbonetos.

<sup>67</sup> Foi abandonado mesmo sendo reclassificado como produtor subcomercial de gás natural.

<sup>68</sup> Vide histórico das rodadas no capítulo 2.

<sup>69</sup> O petróleo do campo de Golfinho é classificado como "leve" (API superior a 30). Além disso, o campo possui reservatório de gás natural não associado ao petróleo.

Figura 11 - Áreas em estudo para Oferta Permanente



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

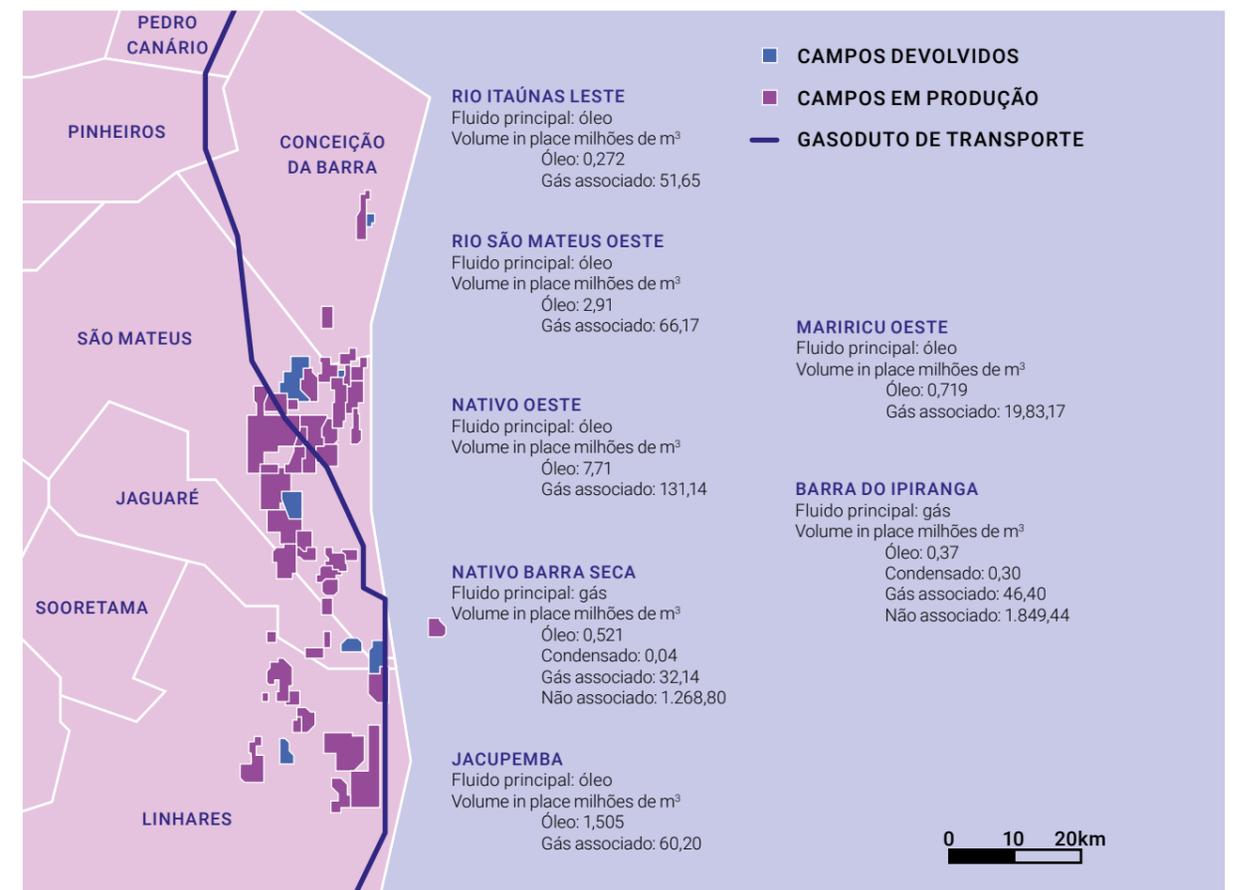
### 5.3 Áreas devolvidas à ANP

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, parada a mais de seis meses, nem transferiu os direitos desses campos dentro do prazo determi-

nado pela notificação da ANP (doze meses). Até a data desta versão do Anuário, ainda não foram abertos novos processos de licitações desses campos.

Cabe destacar que, com a evolução tecnológica e acúmulo de conhecimento técnico, a viabilidade econômica e financeira dos campos offshore se tornaram mais factíveis e com menor custo de produção, com isso as petroleiras de grande porte revisaram seus planos de negócios, e focaram suas atividades para as áreas offshore em detrimento das áreas onshore. No entanto, os campos em terra possuem potencial para pequenas e médias empresas devido à escala de produção.

Figura 12 - Campos devolvidos pela Petrobras



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

O campo de Barra do Ipiranga, localizado em São Mateus, possui um volume de 1,8 bilhões de metros cúbicos (Mm³) de gás não associado e 40,4 milhões de metros cúbicos de gás associado, estimados em 2015<sup>70</sup>. A área alcançou o auge no início dos anos 2000, quando alcançou uma produção diária de 250 mil metros cúbicos (Mm³/dia) de gás não associado e mesmo na fase de declínio, produziu em abril de 2013, 104 mil metros cúbicos (Mm³/dia) do insumo. A última produção no campo foi em

2015. A primeira perfuração da área foi em 1986 e atualmente o campo possui 21 poços perfurados e apenas 1 foi declarado como sem indícios de petróleo e/ou gás natural. A área possui ainda 1 poço de jazida mais profunda de gás natural e abandonado pela antiga concessionária.

O campo de Jacupemba, localizado no município de Linhares, foi arrematado na rodada 6, em 2004. A área, ainda pouco explorada, possui um volume de 60,2 mil metros cúbicos (Mm³) de gás associado e 10,2 milhões de metros cúbicos (Mm³) de gás não associado, estimados para 2015. Houve produção em abril e maio de 2015, referente a 11,7 barris de óleo. Os três poços que foram perfurados são portadores de petróleo, sendo 1 deles declarado como produtor comercial de petróleo.

<sup>70</sup> As reservas dos campos foram estimadas de acordo com a metodologia oil in place, utilizando o método volumétrico. O volume é continuamente revisto, em função da produção e à luz de novas informações geológicas. As definições foram retiradas do dicionário do petróleo.

A área de Mariricu Oeste, localizada em São Mateus possui 2 poços perfurados, ambos com indícios de petróleo. O volume do campo corresponde a 19,8 mil metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de gás associado e 719 mil metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de óleo, estimados para 2015. A produção de gás acumulada do campo até 2015 foi de 0,3 mil metros cúbicos de gás. A área atingiu os maiores picos de atividade em 2012 e 2015 quando alcançou a produção de 40,6 barris de petróleo/dia e 17,5 barris de petróleo/dia, respectivamente. Apesar da maior reserva em gás associado, a produção concentra-se no óleo do reservatório, estimado em 0,71 mil metros cúbicos de óleo (Mm<sup>3</sup>). Cabe destacar que o gás produzido era ventilado nos tanques, não sendo aproveitado.

O campo de Nativo Oeste, localizado em São Mateus, possui 9 poços perfurados e dois abandonados permanentemente. O volume do campo foi estimado, em 2015, em 131,1 mil metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de gás associado e 7,7 mil metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de óleo. A produção de gás até 2015, acumulada em 0,4 mil metros cúbicos, não teve aproveitamento econômico. A última produção da área foi em 2017, de 1,2 barris de óleo/dia e 0,8 mil metros cúbicos de gás não associado.

O campo de Rio Barra Seca, localizado na cidade de São Mateus, possui volume de 1,3 milhões de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de gás não associado e 32,1 milhões de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de gás associado, estimado para 2015. O reservatório já atingiu produção superior a 500 mil metros cúbicos por dia (Mm<sup>3</sup>/dia) de gás não associado, em 2005. Como comparação, atualmente, o campo de Miranga, na bacia do Recôncavo (Bahia) produz 530 mil metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>/dia) de gás e configura entre os dez campos onshore com maior produção de gás do Brasil. O campo de Barra Seca escoava o gás até a estação de Lagoa Suruaca, hoje desativada. O campo está sem produção desde 2012.

A área de Rio Itaúnas Leste, localizado no município de Conceição da Barra, possui dois poços perfurados, ambos na década de 1990. Apenas 1 poço possui reservatório contendo óleo e gás. O volume da área é de 51,6 milhões de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de gás associado e 272 mil metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de óleo, estimado para 2015. O ápice da produção foi, ao final da década de 1990, atingindo 12 mil metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>/dia) de produção de gás associado e 30 barris de petróleo/dia. O campo está sem produção desde 2009.

O campo de Rio São Mateus Oeste, localizado em São Mateus, possui 9 poços perfurados entre a década de 1980 e os anos 2000. O volume é de 66,1 milhões de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de gás associado e 2,9 milhões de metros cúbicos (Mm<sup>3</sup>) de óleo, estimado para 2015. A produção, iniciada em 2008, teve o auge de 25 barris de petróleo/dia em 2009, no entanto, está sem produção desde 2016.

De acordo com a ANP, todos os sete campos serão ofertados na Oferta Permanente, mas ainda sem previsão.

## 5.4 Outras oportunidades para a E&P no Espírito Santo

### 5.4.1 Plano de desinvestimento da Petrobras

Em 2018, a Petrobras iniciou o processo de venda de um conjunto de áreas onshore e offshore como parte novo reposicionamento de mercado da empresa. Em 2019, foram ofertados a participação da companhia em três polos onshore na bacia do Espírito Santo: Lagoa Parda, Cricaré e Peroá<sup>71</sup>. Além da venda dos polos onshore, a empresa anunciou a venda da participação acionária em dois blocos na parte offshore na mesma bacia.

No polo de Lagoa Parda, localizada em Linhares, a Petrobras colocou em oferta as áreas de Lagoa Parda, Lagoa Parda Norte e Lagoa Piabinha. Estas concessões compartilham das mesmas instalações de escoamento e tratamento da produção. Em outubro de 2019, a Petrobras anunciou a venda desses três campos para a Imetame Energia Ltda por US\$ 9,37 milhões<sup>72</sup>.

No polo Cricaré, localizado em São Mateus, Jaguaré, Linhares e Conceição da Barra, a Petrobras anunciou a venda do total de suas participações no conjunto de 27 campos terrestres. Essas áreas também compartilham instalações de escoamento e de tratamento da produção. Para essa oferta, a empresa/consórcio comprador poderá celebrar contratos de

compra e venda de petróleo e gás com a Petrobras. Entre os requisitos para se candidatar como um potencial concessionário é ser ou ter a qualificação mínima de um operador "C" da ANP ou ser operador em campos terrestres no exterior.

Por fim, o polo de Peroá agrega a venda das participações dos campos offshores de Peroá e Cangoá em águas rasas da bacia do Espírito Santo. O sistema de produção dessas áreas conta com seis poços conectados à plataforma não habitada PPER-1. Além disso, um dos poços possui conexão via gasoduto até a Unidade de Tratamento de Gás Cacimbas (UTGC). Também é ofertado no pacote um poço exploratório perfurado (concessão BM-ES-21) no campo Malombe. Entre os requisitos para ser um potencial concessionário é ser um operador "A" da ANP.

Já na parte onshore, a Petrobras anunciou a venda de sua participação de 50% nos blocos exploratórios ES-T-506 e ES-T-516, localizado na Bacia do Espírito Santo<sup>73</sup>. A participação restante é operada pela empresa COWAN. Esses blocos foram adquiridos na 11ª Rodada de Licitações da ANP e, atualmente, estão no Programa Exploratório Mínimo (PEM). As ofertas serão realizadas por bloco e a empresa consorciada poderá exercer o direito de preferência sobre os mesmos. Para participar do processo, o cessionário deve conter um PLM de R\$ 1,4 milhões, para a qualificação como não operador.

<sup>71</sup> Para maiores detalhes, vide teaser publicado pela Petrobras em 08/10/2018: <https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/teasers/2018>

<sup>72</sup> A Imetame também arrematou o campo de Lagoa Parda Sul no primeiro ciclo da Oferta Permanente. Com esse resultado, a empresa se consolida como um importante player na bacia do Espírito Santo

<sup>73</sup> Para maiores detalhes, vide teaser publicado pela Petrobras em 04/12/2019: <https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16082/Teaser-Bacia-Espirito-Santo-Portugues.pdf>

Figura 13 - Outras Oportunidades para o Espírito Santo



Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes

### 5.4.2 Oportunidades geradas pelo descomissionamento de instalações

O descomissionamento de instalações corresponde ao conjunto de atividades associadas: I) à interrupção definitiva da operação das instalações; II) ao abandono permanente e arrasamento de poços; III) à remoção de instalações; IV) à destinação adequada de materiais, resíduos e rejeitos; e V) à recuperação ambiental da área.

Esse processo ocorre quando há a devolução de áreas à ANP por falta de viabilidade econômica na E&P, devido ao término do contrato de concessão ou motivado por projetos de revitalização dos campos de petróleo e gás. Nesse último caso, as unidades são desativadas para que outras as substituam, proporcionando o aumento do fator de recuperação do campo. De 2015 a 2018, a ANP aprovou 26 Programas de Desativação de Instalações (PDIs)<sup>74</sup> no Brasil<sup>75</sup>.

Em 2019, a agência divulgou que 5 PDIs offshore foram aprovados: três plataformas fixas no campo Cação da bacia do Espírito Santo; FPSO Brasil no campo de Ronca-

dor da bacia de Campos (divisa entre os estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo); FPSO Marlim Sul na bacia de Campos (estado do Rio de Janeiro). Estavam em análise o Programas de Desativação de Instalações de outras 6 unidades de produção em mar.

Tabela 15 - Programas de desativação de instalações offshore – 2019

Unidade de Produção	Tipo	Campo	Bacia	Situação
FPSO Brasil	FPSO	Roncador	Campos	Aprovado
FPSO Marlim Sul	FPSO	Marlim Sul	Campos	Aprovado
PCA-01 PCA-02 PCA-03	Plataforma Fixa Plataforma Fixa Plataforma Fixa	Cação	Espírito Santo	Aprovado Aprovado Aprovado
P-07	Plataforma Semissubmersível	Bicudo	Campos	Em Análise
P-12	Plataforma Semissubmersível	Linguado	Campos	Em Análise
P-15	Plataforma Semissubmersível	Piraúna	Campos	Em Análise
P-33	FPSO	Marlim	Campos	Em Análise
FPSO Cidade do Rio de Janeiro	FPSO	Espadarte	Campos	Em Análise
FPSO Piranema Spirit	FPSO	Piranema	Sergipe	Em Análise

Fonte: ANP. Elaboração: Ideies/Findes.

Em dezembro de 2019, a Petrobras anunciou que os custos estimados dos seus projetos de descomissionamento<sup>76</sup> em andamento totalizam US\$ 6 bilhões até 2024.

2022. Para tanto, a empresa terá um custo estimado de US\$ 1,1 bilhão. A intenção desse projeto é substituir essa unidade de produção por outra de maior capacidade, o que elevará a produtividade do Parque das Baleias.

Para 2020, a empresa projeta que terá uma despesa de US\$ 0,5 bilhão para desativar sete unidades de produção offshore, três delas estão situadas no Espírito Santo (Cação 1, 2 e 3). Essas instalações capixabas não produzem desde 2016 e o edital de licitação para a remoção da plataforma foi realizado pela empresa em 2019.

Portanto, há um leque de oportunidades para que empresas capixabas atuem na etapa final da cadeia de petróleo e gás natural tanto no Espírito Santo como em outros estados brasileiros.

**Ainda nesse anúncio, a Petrobras prevê o descomissionamento no Espírito Santo da plataforma FPSO Capixaba do campo de Jubarte em**

<sup>74</sup> Até a data desta publicação, a proposta de Resolução que versa sobre o descomissionamento de instalações de exploração e produção está em consulta e audiência pública (nº 24/2019) na ANP. Para maiores informações acesse: <http://www.anp.gov.br/consultas-audiencias-publicas/concluidas/5470-consulta-e-audiencia-publicas-n-24-2019>

<sup>75</sup> No término da fase de produção ou em caso de resilição do contrato de concessão, o operador precisa entregar à ANP o Programa de Desativação de Instalações (PDI). A partir desse documento, a agência avalia os aspectos relacionados à recuperação dos recursos dos reservatórios, para que o descomissionamento não ocorra de forma prematura, as alternativas de remoção das instalações e se as atividades ocorrerão em acordo com os regulamentos vigentes e com as melhores práticas da indústria (minimização dos riscos).

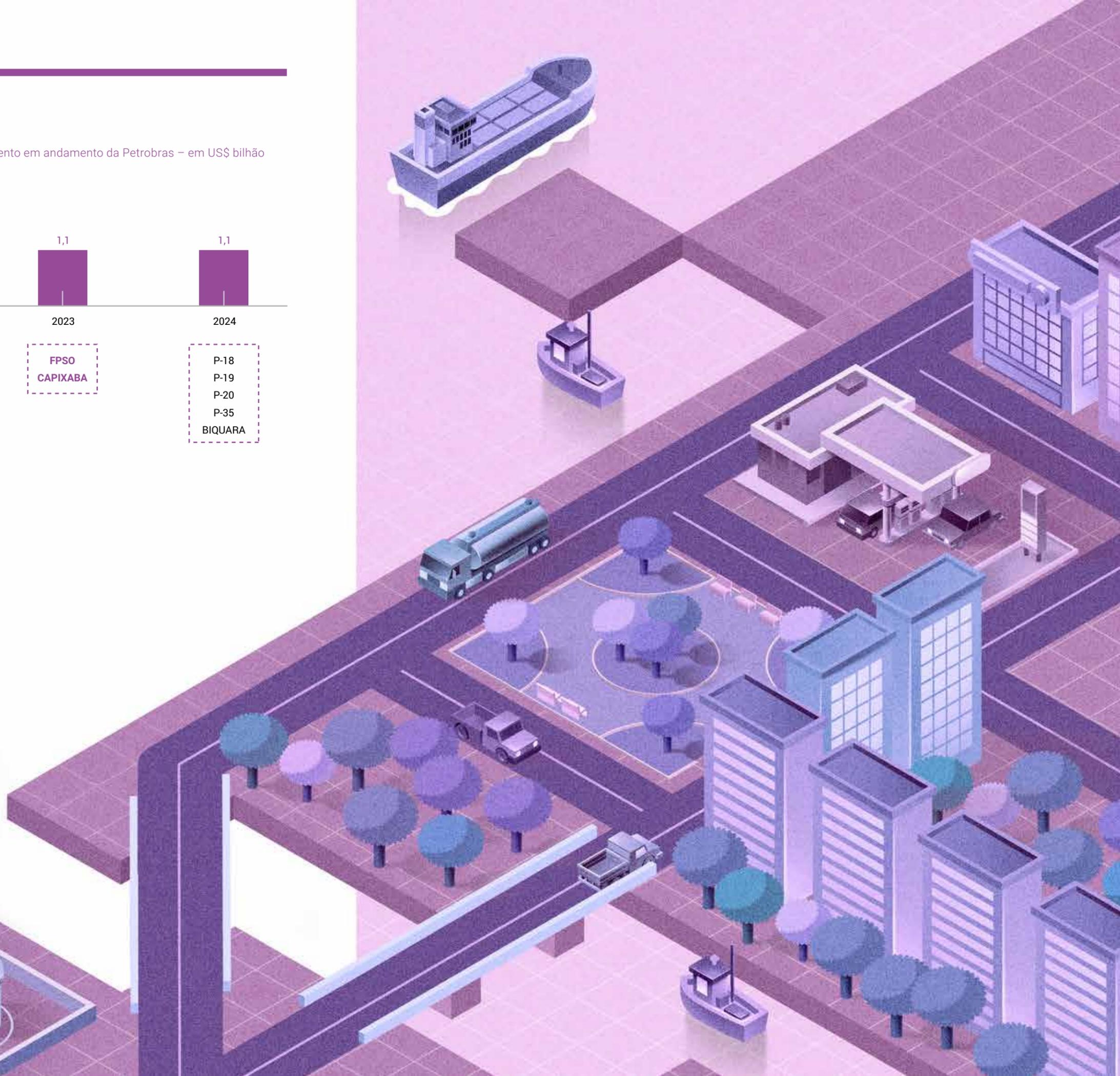
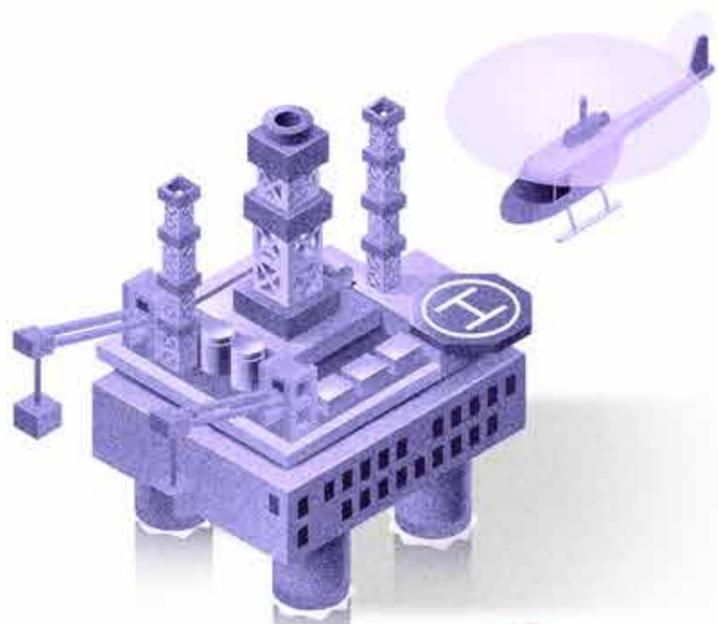
<sup>76</sup> Envolve a remoção de plataformas e dutos e o estancamento de poços offshore.

Gráfico 38 - Custo estimado dos projetos de descomissionamento em andamento da Petrobras – em US\$ bilhão



Nota: As unidades de produção em negrito estão localizadas no Espírito Santo

Fonte: Petrobras. Elaboração: Ideies/ Findex.



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

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

**Águas ultra profundas:** águas oceânicas situadas a qualquer distância do litoral com profundidade do leito marinho maior que 1.500 metros.

## B

**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.

**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;

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

**BTU:** abreviação de British Thermal Unit. Unidade inglesa de medida de energia térmica, equivalente a 1.055056 x 10<sup>3</sup> J.

Símbolo = BTU. Um BTU é definido como a quantidade de energia necessária para elevar a temperatura de uma libra de água de 39°F para 40°F.

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

**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.

**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.

**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.

**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 comprova 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.

**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

**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).

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

**Onshore:** ambiente terrestre ou área localizada em terra.

## 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. O pagamento é feito de duas formas: (I) anual, por meio de valores em reais por Km<sup>2</sup> da área de concessão fixados no edital e no contrato, sendo aplicáveis, sucessivamente, às fases de exploração, desenvolvimento e produção; e (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, aos Estados e aos 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 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 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 definidas.

**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 drenar uma ou mais jazidas de um campo.

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

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

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

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

**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.

**Poço seco:** poço no qual, após ser perfurado, não há indícios de hidrocarbonetos ou o volume encontrado não permite uma produção economicamente viável.

**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 reauecimento na presença de catalisadores, gera derivados de petróleo desde os mais leves (gás de refinaria, GLP, nafta) até os mais pesados (bunker, óleo combustível), além de frações sólidas, tais como coque e resíduo asfáltico.

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

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

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

**Royalties:** constituem compensação financeira devida à União, aos Estados e aos 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.

## V

**Volume in place:** volume total de óleo originalmente existente em um reservatório. Esse volume é sempre medido em condições padrão ou condições básicas de temperatura e pressão.

## 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.

## X

**Xisto:** rocha metamórfica cristalina, de estrutura laminar, rica em material micáceo.

# REFERÊNCIAS

AEQUUS. **Finanças dos Municípios Capixabas 2019**. Vitória, 2019. Disponível em < [http://www.aequus.com.br/anuarios/capixabas\\_2019.pdf](http://www.aequus.com.br/anuarios/capixabas_2019.pdf)>

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. SPG (Superintendência de Participações Governamentais). **Passo a Passo do Cálculo dos Royalties**. SPG, vol. XII, 2016. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/images/Royalties-e-outras-participacoes/manuais/passo-a-passo-calculo-royalties.pdf>>

Investimentos em PD&I 2018. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/pesquisa-desenvolvimento-e-inovacao/investimentos-em-p-d-i>>

Nota Técnica nº 117/2018/SDP. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em < [http://www.anp.gov.br/arquivos/cap/2018/cap34/nt117\\_cap34-2018.pdf](http://www.anp.gov.br/arquivos/cap/2018/cap34/nt117_cap34-2018.pdf)>

Preços de Referência do Petróleo, 2019. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-petroleo>>

Oferta Permanente, 2019. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/oferta-permanente>>

Bacia do Espírito Santo Terra Sumário geológico e setores em oferta. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <[http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario\\_Geologico\\_R14\\_Espirito\\_Santo\\_Terra.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round14/Mapas/sumarios/Sumario_Geologico_R14_Espirito_Santo_Terra.pdf)>

Oportunidades no setor de Petróleo e Gás no Brasil: ações em curso e rodadas de licitações 2018-2019. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em < [http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/Livreto\\_Upstream\\_2018-P.pdf](http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/Livreto_Upstream_2018-P.pdf)>

Biocombustíveis. Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás e biocombustíveis. Rio de Janeiro, 2019.

Edital de Licitações de Oferta Permanente: outorga de contratos de concessão para exploração ou reabilitação e produção de petróleo e gás natural. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em <[http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Ofer-ta\\_Permanente/Consulta-Audiencia/cap25-19/edital\\_op\\_ver-sao02.01\\_29112019\\_final.pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Ofer-ta_Permanente/Consulta-Audiencia/cap25-19/edital_op_ver-sao02.01_29112019_final.pdf)>

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: 7 jan. 2020.

BP. **BP Statistical Review of World Energy**. Londres, 2019. Disponível em: < <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>>

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução nº 2 de março de 2016**. Dispõe sobre medidas de incentivo à exploração e à produção de petróleo e gás natural em território brasileiro e dá outras providências. Brasília, 3 março de 2016.

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução nº 17 de junho de 2017**. Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência. Brasília, 8 de junho de 2017. Disponível em < [http://www.mme.gov.br/documents/36074/266392/Resolu%C3%A7%C3%A3o\\_CNPE\\_17\\_Pol%C3%ADtica\\_de\\_Explora%C3%A7%C3%A3o\\_e\\_Produ%C3%A7%C3%A3o.pdf/481c06de-f323-38e9-278b-6c0ab3c1ae01](http://www.mme.gov.br/documents/36074/266392/Resolu%C3%A7%C3%A3o_CNPE_17_Pol%C3%ADtica_de_Explora%C3%A7%C3%A3o_e_Produ%C3%A7%C3%A3o.pdf/481c06de-f323-38e9-278b-6c0ab3c1ae01)>

CNPE - Conselho Nacional de Política Energética. **Resolução nº 8 de junho de 2018**. Autoriza a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP a incluir na licitação, sob o regime de concessão, no sistema de Oferta Permanente, as áreas que foram objeto das Rodadas Zero a Seis. Brasília, 5 de junho de 2018. Disponível em < <http://www.mme.gov.br/documents/36074/265770/Resolucao+n%C2%BA+8+CNPE.pdf/b41f21d5-ce66-755f-7c30-1eec4a94803a>>

EIA - U.S. Energy Information Administrative. **Annual Energy Outlook 2019**. Washington, 2019. Disponível em <<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/aeo2019.pdf>>

FIRJAN (Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro). **Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro: Sistema FIRJAN, 2019.

FMI – Fundo Monetário Internacional. **World Economic Outlook 2019**. Out, 2019. Washington, D.C, 2019. Disponível em < <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2019/10/01/world-economic-outlook-october-2019>>

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. **A relevância do Petróleo & Gás para o Brasil**. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em <<https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2019/08/ey-relevancia-do-petroleo-brasil.pdf>>

IDEIES – Instituto de Desenvolvimento Educacional e Industrial do Espírito Santo. **Anuário da indústria de petróleo no Espírito Santo**. Vitória, 2018. Disponível em: < [http://www.portaldaindustria-es.com.br/system/repositories/files/000/000/006/original/Anuario\\_Petroleo-ES\\_2018\\_port.pdf?1550704364](http://www.portaldaindustria-es.com.br/system/repositories/files/000/000/006/original/Anuario_Petroleo-ES_2018_port.pdf?1550704364)>

IPEA - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **Carta de Conjuntura. Seção Economia mundial**. Nº. 44, 2019. Brasília, 2019. Disponível em <[http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/conjuntura/190715\\_cc\\_44\\_economia\\_mundial.pdf](http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/conjuntura/190715_cc_44_economia_mundial.pdf)>

Sheel. **Annual Report and Form 20-F**. Washington, D.C, 2019. Disponível em <[http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReports/PDF/NYSE\\_RDS.B\\_2018.pdf](http://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReports/PDF/NYSE_RDS.B_2018.pdf)>

# ANEXOS

Quadro 1 – Projetos financiados com os recursos da cláusula de PD&I no Espírito Santo<sup>77</sup> – 2000-2018

Instituição credenciada executora	Título do projeto	Empresa petrolífera	Data de início	Data de término	Autorização da ANP
UFES	Viabilidade técnica, ambiental e econômica da aplicação da areia oleosa em estradas vicinais e em artefatos de concreto.	Petrobras	23/11/2000	22/05/2002	-
UFES	Plasma para o refino de petróleo e o processamento de gás natural - ctpetro 2000	Petrobras	23/11/2000	25/12/2002	-
UFES	Caracterização oceanográfica da Bacia do Espírito Santo com base em dados pretéritos.	Petrobras	18/01/2002	15/08/2002	-
UFES	Plasmas para o refino de petróleo e refino de gás natural.	Petrobras	30/09/2003	28/09/2005	-
UFES	Estudos científicos em medição de vazão de gás natural através de sensores ultra-sônicos.	Petrobras	05/01/2004	29/12/2005	-
UFES	Estudos sobre recursos hídricos e continuidade dos estudos hidrogeológicos dos aquíferos das formações barreiras e Rio Doce	Petrobras	29/12/2003	22/12/2005	-
UFES	Biodegradação de fluidos de perfuração de poços marítimos visando evitar impacto ambiental.	Petrobras	25/06/2004	31/12/2005	-
UFES	Implantação de metodologia para caracterização de petróleos.	Petrobras	03/11/2004	31/01/2005	-
UFES	Desenvolvimento de estudo de caracterização de resíduos oleosos	Petrobras	29/11/2004	28/11/2005	-
UFES	Plasma para o processamento de óleos pesados e extra pesados.	Petrobras	10/12/2004	10/12/2007	-
UFES	Implantação de metodologias para a caracterização de óleos pesados e extra pesados no Departamento de Química da UFES.	Petrobras	14/12/2004	14/06/2007	-
UFES	Efeito dos óleos ácidos sobre poliamida 11 em dutos flexíveis DQI-CCE-UFES.	Petrobras	10/03/2005	09/03/2007	-
UFES	Implantação do centro de competência para exploração e produção de óleos pesados.	Petrobras	01/05/2005	31/08/2008	-
UFES	Sistema de destilação para obtenção curva PEV - ASTM D2892 de petróleos no LABPETRO UFES e adequação aos óleos pesados e ultra pesados.	Petrobras	15/12/2005	15/12/2008	-
UFES	Levantamento hidrogeológico do Espírito Santo.	Petrobras	26/02/2006	25/02/2008	-
UFES	Estudos sobre recursos hídricos e monitoramento hídrico do Norte Capixaba.	Petrobras	17/04/2006	16/04/2010	-
UFES	Implementação e desenvolvimento de metodologias para determinação de metais e compostos de enxofre em óleos extra pesados, pesados e derivados.	Petrobras	29/11/2006	27/11/2008	-

<sup>77</sup> Os projetos que precisaram de autorização da ANP para a sua realização possuem informação na coluna "Autorização da ANP". Ressalta-se que apenas 14 dos projetos que estão inclusos nesta tabela efetivamente precisaram de autorização da agência. Tais projetos se enquadraram nos quesitos preestabelecidos pela legislação, que exigem esta autorização (RT nº 05/2005).

Instituição credenciada executora	Título do projeto	Empresa petrolífera	Data de início	Data de término	Autorização da ANP
UFES	ADD-RPD: Sistema inteligente para reconhecimento de padrões de defeitos em motobombas	Petrobras	06/12/2006	18/05/2011	-
UFES	Adequação de Metodologia para Obtenção de Curvas PEV para Óleos Pesados e Extra-Pesados	Petrobras	18/12/2006	18/12/2010	-
UFES	Implementação de laboratório de ressonância magnética nuclear no LABPETRO - UFES	Petrobras	20/12/2006	20/06/2011	-
UFES	Plasma para pirólise e processamento de gás natural	Petrobras	20/12/2006	20/06/2010	-
UFES	Efeitos dos óleos ácidos sobre poliamida 11 em dutos flexíveis - Fase II	Petrobras	16/07/2007	09/07/2011	-
UFES	Simulação Numérica para Óleos Pesados.	Petrobras	11/10/2007	02/04/2011	-
UFES	Desenvolvimento de Estudos Científicos em Medição de Vazão de Gás Natural Através de Sensores Ultrassônicos	Petrobras	05/11/2007	30/04/2010	-
UFES	Desenvolvimento de métodos analíticos laboratoriais para suporte a projetos de pesquisa e desenvolvimento na área de caracterização, avaliação e processamento primário de petróleos pesados e extrapesados	Petrobras	21/12/2007	18/12/2013	-
UFES	Desenvolvimento da Formulação Quase-Dual do Método dos Elementos de Contorno em Problemas de Propagação de Ondas: Análise das Condições de Completude na Seqüência de Funções Radiais e Implementação de um Esquema Iterativo de Solução.	Petrobras	18/11/2008	16/05/2011	-
UCL	Estudo de Tópicos em Controle e Escoamento de Fluidos e Particulados durante a Perfuração de Poços em Águas Profundas.	Petrobras	22/02/2010	19/08/2014	-
UFES	Elaboração do Projeto Executivo para o Aditivo de Escopo da Edificação da Infra-Estrutura do Núcleo de Estudos em Escoamento e Medição de Óleo e Gás - NEMOG.	Petrobras	16/06/2010	09/07/2013	-
UFES	Levantamento Hidrogeológico do Estado do Espírito Santo.	Petrobras	29/12/2010	27/12/2015	-
UFES	Aplicação de técnicas de solução numérica em modelos geofísicos: simulação da propagação de ondas através do método dos volumes finitos, aplicação do procedimento recursivo do método dos elementos de contorno em dinâmica e otimização da representação de superfícies, potenciais e conjunto de dados discretos através de funções de base radial.	Petrobras	27/04/2011	21/11/2014	-
UFES	Reconhecimento de Padrões de Defeitos em Sistemas de Bombeio Centrífugo Submerso	Petrobras	13/12/2011	05/04/2015	-
UFES	Modelagem e Simulação do Efeito Eletromagnético na Mitigação da Incrustação Carbonática	Petrobras	02/01/2012	27/09/2015	-
UFES	Desenvolvimento e Aplicação de Novas Tecnologias na área de Química do Petróleo relacionada ao Segmento de Exploração e Produção - E&P	Petrobras	05/01/2012	28/12/2016	-
UFES	Desenvolvimento de metodologia para estudar a hidrólise de cloretos e a degradação de ácidos naftênicos em petróleos durante o processo de destilação atmosférica e a vácuo	Petrobras	02/05/2012	21/04/2015	-
UFES	Diagnóstico socioeconômico das comunidades pesqueiras da Bacia do Espírito Santo e porção norte da Bacia de Campos	Petrobras	31/08/2012	19/08/2017	-

Instituição credenciada executora	Título do projeto	Empresa petrolífera	Data de início	Data de término	Autorização da ANP
UFES	Fitorremediação de metais pesados	Petrobras	03/09/2012	07/08/2017	-
UFES	Aplicação de técnica analíticas alternativas e quimiometria no desenvolvimento de novos método de avaliação de petróleos.	Petrobras	31/10/2012	29/10/2017	-
UFES	Sensor de Fibra Óptica para Medição Simultânea de Temperatura e Nível de Óleo em Tanques de Produção Terrestre	Petrobras	31/10/2012	25/08/2017	-
UFES	Caracterização de Asfaltenos e Parafinas por Espectrometria de Massas de Altíssima Resolução e Exatidão (FT-ICR MS)	Petrobras	31/10/2012	29/10/2017	-
UFES	Aplicação da Tecnologia Broadband Powerline Communication para Automação, Supervisão e SISP em Poços de Petróleo em Terra	Petrobras	31/10/2012	16/06/2017	-
UFES	Estudos do comportamento de medidores multifásicos e de gás úmido: simulações numéricas, análises laboratoriais e de campo	Petrobras	31/10/2012	18/11/2016	-
UFES	Consolidação do Laboratório de Ressonância Magnética Nuclear do NCQP - UFES	Petrobras	31/10/2012	29/10/2017	-
UFES	Estudos do comportamento do perfil de velocidades na seção de medição de gás de flare e a sua influência sobre a qualidade da medição: Simulação Numérica, Estudos Experimentais e Análises de Campo	Petrobras	13/11/2012	03/08/2016	-
UFES	Caracterização ambiental da Bacia do Espírito Santo e porção norte da Bacia de Campos (Sistema Pelágico e Físico-Química da Água e Sedimentos) - Projeto AMBES	Petrobras	14/11/2012	12/11/2016	-
UFES	Montagem de Unidade de Destilação Manual para Determinação de Evolução de Cloretos em Petróleos Brasileiros	Petrobras	21/08/2013	20/08/2015	-
UFES	Métodos Analíticos de Avaliação Petróleo para utilização da Área Ambiental	Petrobras	04/11/2013	27/12/2017	-
UFES	Desenvolvimento de técnicas analíticas de caracterização e quantificação de parafinas em petróleos com foco nas atividades de logística e abastecimento	Petrobras	03/02/2014	02/02/2016	-
UFES	Expansão dos Mecanismos de Aprendizado na Metodologia de Reconhecimento de Padrões de Defeitos em Sistemas de Bombeio Centrífugo Submerso.	Petrobras	25/09/2014	23/09/2017	-
UFES	Avaliação da taxa de corrosão de óleos do Pré-Sal e misturas	Petrobras	17/12/2014	15/12/2017	-
UFES	Diagnóstico da Causa Raiz de Oscilações e Perturbações em UEP	Petrobras	07/01/2015	05/01/2018	-
UFES	Edificação da infra-estrutura do Núcleo de Estudos em Escoamento e Medição de Óleo e Gás - NEMOG.	Petrobras	30/08/2006	13/02/2015	229/2006
UFES	Implantação do Núcleo de Competência em Química de Óleos Pesados e Extra Pesados da Universidade Federal do Espírito Santo	Petrobras	30/08/2006	17/02/2013	229/2006
UFES	Adequação da infraestrutura do Laboratório de Materiais do Centro Tecnológico da UFES	Petrobras	30/08/2006	03/02/2014	229/2006
UFES	Modernização e ampliação da infraestrutura do laboratório de soldagem do Centro Tecnológico da UFES	Petrobras	30/08/2006	29/01/2014	229/2006

Instituição credenciada executora	Título do projeto	Empresa petrolífera	Data de início	Data de término	Autorização da ANP
UFES	Montagem de um loop de simulação de escoamentos do Núcleo de Estudos em Escoamento e Medição de Óleo e Gás - NEMOG	Petrobras	01/11/2006	22/05/2015	236/2006
UFES	Aquisição de equipamentos para implantação do Núcleo de Competências em Química de Óleos Pesados e Extra Pesados da Universidade Federal do Espírito Santo	Petrobras	01/11/2006	07/01/2013	236/2006
UFES	Estruturação e implementação de cinco laboratórios de Oceanografia Biológica e Química com foco em monitoramento ambiental de águas profundas	Petrobras	24/11/2006	05/05/2014	262/2006
UFES	Aquisição de equipamentos para implantação do Laboratório de Geoquímica Ambiental ( Lab GAM ) da base oceanográfica da Universidade Federal do Espírito Santo	Petrobras	23/07/2007	10/07/2013	066/2007
UFES	Adequação física do Laboratório de Fenômenos de Transporte Computacional (LFTC)	Petrobras	11/10/2007	03/12/2008	074/2007
UFES	Aquisição de equipamentos para montagem de laboratórios analíticos e de suporte de pesquisa e desenvolvimento no Núcleo de Competências em Química de Óleos Pesados e Extrapesados da UFES	Petrobras	06/06/2008	30/05/2015	064/2008
UFES	Implantação dos laboratórios específicos do núcleo de estudos em escoamento e medição de óleo e gás - NEMOG	Petrobras	24/11/2008	21/05/2015	080/2008
UFES	PRH 29 - Fomento à formação de recursos humanos em Petróleo e Gás, por meio do apoio ao PRH 29	Petrobras	07/12/2011	06/05/2016	424/2011
IFES	Fomento à formação de recursos humanos através da concessão de bolsas de estudos para alunos de cursos técnicos de interesse do setor de Petróleo, Gás, Energia e Biocombustíveis	Petrobras	16/04/2013	30/03/2016	396/2013
UFES	Caracterização e monitoramento ambiental marinho na Bacia do Espírito Santo (Oceanografia Biológica e Química).	Petrobras	09/12/2014	07/12/2017	341/2014
UFES	Programa Institucional da Universidade Federal do Espírito Santo em Petróleo e Gás	Queiroz Galvão	27/09/2016	31/08/2017	-
UFES	Projeto de Pesquisa para o Estudo Numérico e Experimental de Métodos Físicos para Mitigação de Incrustações em Poços com Contenção de Areia	Petrobras	30/07/2018	42 meses	-
UFES	Efeitos Físicos e Físico-Químicos: Influência de sais na acidez de petróleo - Desenvolvimento de Metodologia Analítica para Eliminar Interferência de Sais na Determinação do Número de Acidez Total (NAT) em Petróleo.	Petrobras	30/07/2018	24 meses	-
UFES	Fibra Óptica na Medição de Nível e de Interface Água-Óleo em Tanques de Produção	Petrobras	17/09/2018	36 meses	-
UFES	Simulação Numérica da Dispersão da Concentração Média de Poluentes Primários em Duas Regiões de Exploração e Produção de Petróleo	Petrobras	17/10/2018	24 meses	-
UFES	Adaptação e atividade de bactérias redutoras de sulfato de reservatórios de petróleo à alta pressão hidrostática	Petrobras	29/11/2018	24 meses	-

Fonte ANP. Elaboração: Ideies / Findes

Quadro 2 – Projetos em desenvolvimento por empresas capixabas que ainda não receberam recursos da cláusula de PD&I, mas que se enquadram na RT nº 03/2015 da ANP

Código	Nome do Projeto	Empresa	Status
ES-20	Hastes polidas e convencionais para unidades de bombeio	Tecmark	Desenvolvimento
ES-24	Centralizador para tubo de revestimento	Tecvix	Testes
ES-28	Viabilizar a fabricação local de Bombas Alternativas Terrestres para Poços de Petróleo (BM)	Tecvix	Testes
ES-30	Tubo injetor de vapor	Tecvix	Concluído
ES-36A	Tubos Rasgados para Poços de Petróleo	Tecvix	Concluído
ES-38B	Reparo de tubulações através deposições de sobre espessura utilizando processo MIG/MAG com curto circuito controlado (STT e CMT) e TIG	Endserv	Finalização
ES-38C	Recuperação de tubulações de aço superduplex (e outros), pelo processo GMAW com C.A. e alimentação secundária	Tecvix	Finalização
ES-41	Técnicas Otimizadas de Inspeção e Limpeza em Tanques, Vasos e Cascos de Embarcações	VixSystem	Testes
ES-42	Adaptação de drones para vigilância de poços terrestres e monitoramento de dutos	Vix Fly/Mogai/Ictus	Testes
ES-43	Espaçador Hidráulico de Bombeio Mecânico	Qualimec	Testes
ES-44	Fabricação de Revestimentos Isolados para Poços de Petróleo	HKM	Desenvolvimento
ES-45B	Luvras Isoladas	Tecvix	Desenvolvimento
ES-46	Equipamentos de aproximação	Metacon/Mogai	Iniciação
ES-50	Sistema móvel para inspeção de tubos em poços	Tecvix	Iniciação
ES-51A	Aplicativo "IHM Móvel" em poços terrestres	2 Solve	Iniciação
ES-51E	Aplicativo "IHM Móvel" em poços terrestres	SPG (wefor)	Iniciação
ES-52A	Cabeçal de Poços	Tecvix	Iniciação
ES-52B	Cabeçal de Poços	BJ e Seisa	Iniciação
ES-52C	Cabeçal de Poços	HKM	Iniciação
ES-53A	Sistema de coleta e transferência de resíduo oleoso durante a limpeza de tanque de carga	Metacon	Iniciação
ES-54A	Dispositivo auxiliar de acesso para espaço confinado	Metacon	Iniciação
ES-54B	Dispositivo auxiliar de acesso para espaço confinado	BJ e Seisa	Iniciação
ES-57	Módulo/dispositivo com eletrônica para checar alinhamento e excentricidades de haste para bombeio mecânico	Borges Tecnologia	Iniciação
ES-P55A	Unidade compactada para intervenção em poços	Tecvix	Iniciação
ES-P55B	Unidade compactada para intervenção em poços	Borges Tecnologia	Iniciação
ES-P59	Niple Estendido	Tecvix	Iniciação
ES-P60	Roving Bat	Borges Tecnologia	Iniciação
ES-61	Colunas de completação dupla para injeção de vapor	Tecvix	Iniciação
ES-62	Sistema de identificação que possibilite o aprimoramento do processo de garantia de integridade e controle documental de equipamentos e acessórios de movimentação de cargas	Vix Logística / TMA Logística / Sudpar	Iniciação
ES-63	Sistema de realidade virtual que simule a instalação de produção de petróleo, com o objetivo de aumentar a eficácia e eficiência dos programas de treinamento, propiciando incrementar a segurança nas operações de produção.	Inside / IFES Vitória	Iniciação

Fonte: Fórum Capixaba de Petróleo e Gás. Elaboração: Ideies / Findes.

Tabela 1 - Áreas com acumulações marginais no Espírito Santo disponibilizada na oferta permanente

Bacia	Setor	Área com acumulação marginal	Modelo exploratório	Situação da licitação	Área em oferta (km²)	Fase de Reabilitação (anos)	Pagamento pela ocupação ou retenção de área (R\$/km²/ano)²	Alíquotas de Royalties (%)	Valor da Garantia de Oferta (R\$)	Programa de Trabalho Inicial (PTI) (R\$)	Garantia Financeira do PTI (R\$)	Bônus Mínimo Assinatura (R\$)	Bônus de Assinatura Oferecido pelo vendedor (R\$)	Ágio	Outras Ofertas de Bônus de Assinatura	Qtd. de poços produtores	Características
Espírito Santo	SES-T4	Mosquito	Madura	Petromais Global Exploração e Produção LTDA* (50%) Eagle Exploração de Óleo e Gás Ltda. (50%)	11,9	3	47,5	5%	1.500,0	700.000,0	210.000,0	20.159,0	601.564,1	2984%	80.777,8	3	<b>Volume original in situ:</b> 3,05 MMbbl de óleo e 30 MMm³ de gás natural <b>Produção acumulada:</b> 0,09 MMbbl de óleo e 0,78 MMm³ de gás natural
Espírito Santo	SES-T4	Saira	Madura	Petromais Global Exploração e Produção LTDA* (50%) Eagle Exploração de Óleo e Gás Ltda. (50%)	19,8	3	47,5	5%	4.200,0	2.100.000,0	630.000,0	60.476,0	2.414.111,1	3992%	-	6	<b>Volume original in situ:</b> 16,94 MMbbl de óleo e 26,93 MMm³ de gás natural <b>Produção acumulada:</b> 44,9 Mbbbl de óleo e 0,037 MMm³ de gás natural
Espírito Santo	SES-T6	Lagoa Parda Sul	Madura	Imetame Energia Ltda.* (100%)	1,7	3	47,5	5%	1.500,0	700.000,0	210.000,0	20.159,0	20.159,0	100%	-	2	<b>Volume original in situ:</b> 673 Mbbbl de óleo e 194 MMm³ de gás natural <b>Produção acumulada:</b> 41,3 Mbbbl de óleo e 62,6 MMm³ de gás natural
Espírito Santo	SES-T6	Rio Ibiribas	Madura	Sem manifestação de interesse	3,2	3	47,5	5%	1.500,0	700.000,0	210.000,00	20.159,00	-	-	-	2	<b>Volume original in situ:</b> 1,43 MMbbl de óleo e 6,81 MMm³ de gás natural <b>Produção acumulada:</b> 37,5 Mbbbl de óleo e 0,15 MMm³ de gás natural

OBS1: A fase de exploração poderá ser prorrogada, segundo as disposições do contrato de concessão.

OBS2: Valores referentes ao pagamento pela ocupação ou retenção de área, em reais por km², em janeiro de 2019, aplicáveis à fase de exploração. Esses valores serão pagos e reajustados anualmente, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, pelo IGP-DI acumulado nos 12 meses antecedentes à data de cada reajuste, conforme previsto no art. 28 do Decreto n.º 2.705/98. Tais valores serão acrescidos em 100% em caso de prorrogação da fase de exploração, quando aplicável, e para a etapa de desenvolvimento.

Para a fase de produção, eles os valores serão acrescidos em 900%.

OBS3: As licitantes serão qualificadas como operadoras ou como não-operadoras. As qualificadas como operadoras serão classificadas nos seguintes níveis: operadora A, para operar nos blocos situados em águas profundas/ultraprofundas, águas rasas e em terra; operadora B, para operar em blocos situados em águas rasas e em terra; operadora C, para operar somente nos blocos situados em terra, e operadora D, para operar somente em áreas terrestres com acumulações marginais.

(\*) Empresa operadora da área com acumulação marginal.

Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/ Findes



Tabela 2- Blocos Exploratórios no Espírito Santo disponibilizados na oferta permanente:

Bacia	Setor	UF do Setor	Bloco	Situação	Ambiente	Modelo Exploratório	Área (Km2)	Fase de Exploração (anos)	Retenção de Área (R\$/Km2/ano)	Habilitação Mínima	Alíquota Royalties (%)	Valor Garantia de Oferta (R\$)	Bônus Mínimo (R\$)
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-290	Disponível	Terra	Madura	30,443	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-291	Disponível	Terra	Madura	24,091	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-304	Disponível	Terra	Madura	30,436	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-305	Disponível	Terra	Madura	20,291	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-318	Disponível	Terra	Madura	30,429	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-331	Disponível	Terra	Madura	30,421	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-344	Disponível	Terra	Madura	28,406	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-352	Disponível	Terra	Madura	30,407	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-353	Disponível	Terra	Madura	30,407	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-362	Disponível	Terra	Madura	30,399	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-363	Disponível	Terra	Madura	39,174	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-371	Disponível	Terra	Madura	30,392	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-380	Disponível	Terra	Madura	37,797	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-389	Disponível	Terra	Madura	37,786	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-398	Disponível	Terra	Madura	30,370	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-399	Disponível	Terra	Madura	16,162	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-407	Disponível	Terra	Madura	30,363	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-408	Disponível	Terra	Madura	19,998	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T4	ES	ES-T-409	Disponível	Terra	Madura	15,454	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T6	ES	ES-T-429	Disponível	Terra	Madura	21,877	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T6	ES	ES-T-454	Disponível	Terra	Madura	24,573	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T6	ES	ES-T-466	Disponível	Terra	Madura	22,077	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T6	ES	ES-T-467	Disponível	Terra	Madura	28,042	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T6	ES	ES-T-486A	Disponível	Terra	Madura	10,450	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T6	ES	ES-T-495A	Disponível	Terra	Madura	19,536	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T6	ES	ES-T-504	Disponível	Terra	Madura	30,295	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T6	ES	ES-T-514	Disponível	Terra	Madura	30,288	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T6	ES	ES-T-517	Disponível	Terra	Madura	27,549	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T6	ES	ES-T-525	Disponível	Terra	Madura	30,280	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T6	ES	ES-T-527	Disponível	Terra	Madura	29,930	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Espirito Santo	SES-T6	ES	ES-T-528	Disponível	Terra	Madura	20,637	5	47,50	C	7,5%	4.000,00	50.000,00
Campos	SC-AR2	ES e RJ	C-M-58	Disponível	Mar (Águas Rasas)	Elevado Potencial	210,941	7	2.226,79	B	10,0%	241.000,00	26.264.142,90
Campos	SC-AR2	ES e RJ	C-M-99	Disponível	Mar (Águas Rasas)	Elevado Potencial	258,214	7	2.226,79	B	10,0%	241.000,00	69.500.878,08

OBS1: A fase de exploração poderá ser prorrogada, segundo as disposições do contrato de concessão.

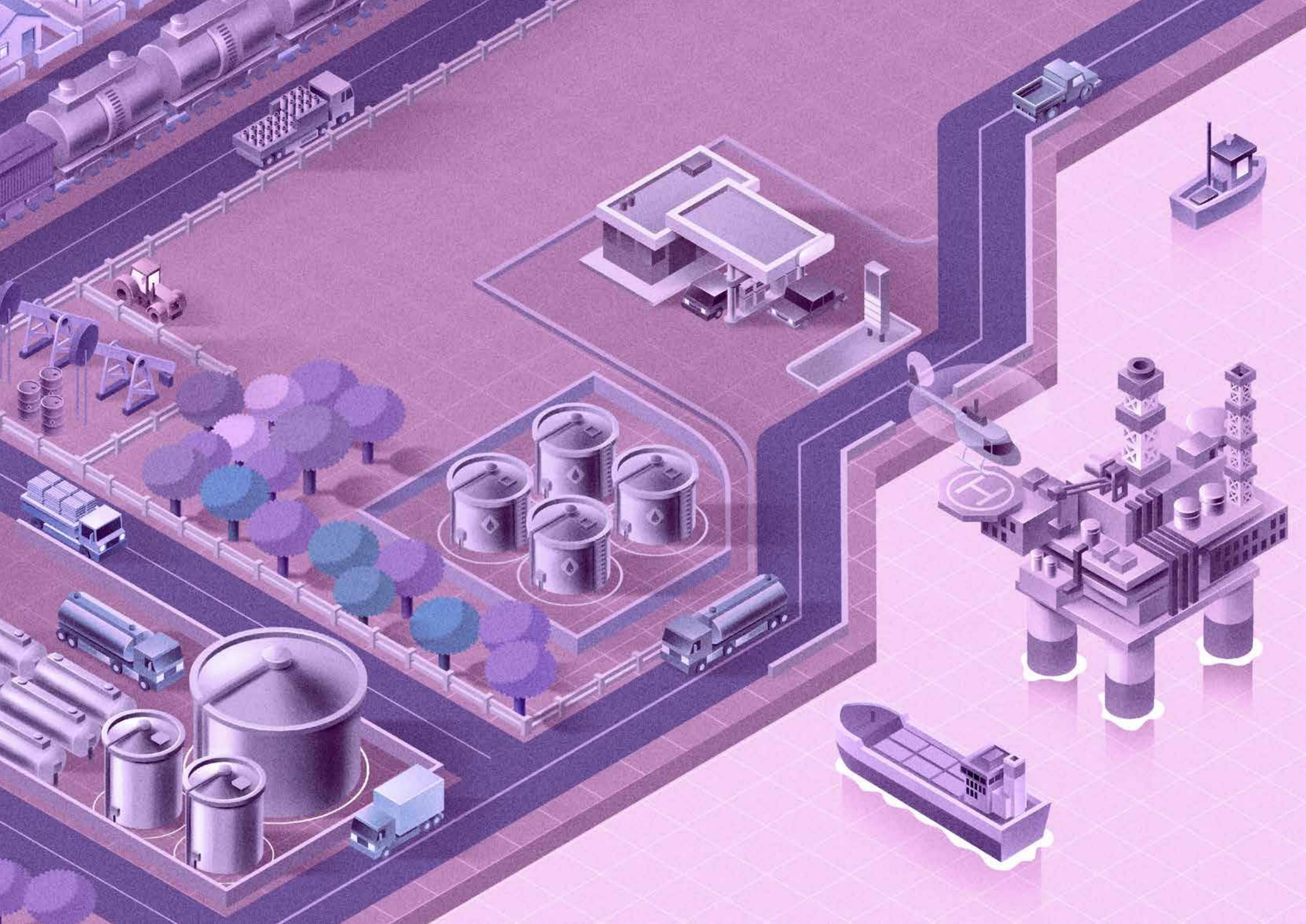
OBS2: Valores referentes ao pagamento pela ocupação ou retenção de área, em reais por km², em janeiro de 2019, aplicáveis à fase de exploração. Esses valores serão pagos e reajustados anualmente, a partir da data de assinatura

do contrato de concessão, pelo IGP-DI acumulado nos 12 meses antecedentes à data de cada reajuste, conforme previsto no art. 28 do Decreto n.º 2.705/98. Tais valores serão acrescidos em 100% em caso de prorrogação da fase de exploração, quando aplicável, e para a etapa de desenvolvimento. Para a fase de produção, eles os valores serão acrescidos em 900%.

OBS3: As licitantes serão qualificadas como operadoras ou como não-operadoras. As qualificadas como operadoras serão classificadas nos seguintes níveis: operadora A, para operar nos blocos situados em águas profundas/ultraprofundas, águas rasas e em terra; operadora B, para operar em blocos situados em águas rasas e em terra; operadora C, para operar somente nos

blocos situados em terra, e operadora D, para operar somente em áreas terrestres com acumulações marginais.

Fonte: ANP | Elaboração: Ideies/ Findes





**FINDES IDEIES**

PATROCÍNIO:

[www.portaldaindustria-es.com.br](http://www.portaldaindustria-es.com.br)  
[@obervatoriosideies](https://www.instagram.com/obervatoriosideies)

