



**Comitê para Revitalização das Atividades de  
Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural  
em Áreas Terrestres  
REATE 2020**

**Relatório Subcomitê  
Promoção a Livre Concorrência**

## Relação dos Participantes do Subcomitê

<b>Coordenação</b>	<b>Empresa/Instituição</b>	<b>Associação</b>
Mauricio M. Machado	SEAE/ ME	
Gustavo Manfrim	SECAP/ ME	
<b>Participantes</b>	<b>Empresa/Instituição</b>	<b>Associação</b>
Abel Abdalla	ANP	
Alexandre Gheventer	CC	
Carlos Agenor	MME	
Elton Vale	SECAP/ME	
Lucas Lima	MME	
Patricia Pereira	SEAE/ ME	
Miguel Crisostomo	SEAE/ ME	
Claudio Navarro	SEAE/ ME	
Eliezer Lopes	SEAE/ ME	
Péricles B.	EPE	
Thiago Luis	CADE	



# SUMÁRIO

<b>SUMÁRIO EXECUTIVO</b>	<b>8</b>
<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>15</b>
<b>2 PANORAMA INTERNACIONAL DA PRODUÇÃO TERRESTRE DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL</b>	<b>17</b>
<b>2.1 Estados Unidos</b>	<b>17</b>
<b>2.2 Arábia Saudita</b>	<b>19</b>
<b>2.3 Rússia</b>	<b>19</b>
<b>2.4 Irã</b>	<b>20</b>
<b>2.5 Iraque</b>	<b>21</b>
<b>2.6 Países do Oeste da África</b>	<b>22</b>
<b>2.7 Venezuela</b>	<b>23</b>
<b>2.8 Argentina</b>	<b>24</b>
<b>2.9 Bolívia</b>	<b>25</b>
<b>2.10 México</b>	<b>26</b>
<b>2.11 Considerações finais</b>	<b>27</b>
<b>3. MERCADO BRASILEIRO <i>ONSHORE</i></b>	<b>29</b>
3.1 Destaques da regulação do mercado	29
<b>3.1.1 Levantamento de dados e definição de blocos exploratórios</b>	<b>30</b>
3.1.2 Licitações para exploração e produção de petróleo e gás natural	31
3.1.3 Gestão dos contratos de concessão	32
<b>3.1.3.1 Conteúdo Local</b>	<b>33</b>
3.1.3.2 Fases de Exploração e Produção	34
3.1.3.4. Participações governamentais	37
3.1.3.5. Cessão dos contratos de concessão	38
3.1.3.6. Segurança operacional, meio ambiente e descomissionamento	38
<b>3.2 Principais aspectos da estrutura de mercado</b>	<b>39</b>
<b>3.2.1. Distribuição geográfica da produção <i>onshore</i></b>	<b>52</b>

3.3. Considerações finais	55
<b>4. ANÁLISE DE TÓPICOS ABORDADOS PELOS AGENTES</b>	<b>58</b>
4.1 Tributação estadual da atividade <i>onshore</i>	58
4.2 Alfandegamento de terminais	65
4.3. Limite de gás natural para queima	68
4.4 Tamanho dos polos de desinvestimento da Petrobras	71
4.5 Pequenas refinarias	75
4.6 Licenciamento ambiental	77
4.7 Estrutura de armazenagem de exportação de petróleo	78
4.8 Investimentos potenciais em E&P onshore e refinarias de pequeno porte no Brasil	80
4.8. 1 E&P <i>onshore</i>	80
4.8.2 Refinarias de pequeno porte	81
4.9 Considerações finais	82
<b>5. CONSIDERAÇÕES SOBRE POSSIBILIDADES DE APRIMORAMENTOS REGULATÓRIOS</b>	<b>84</b>
5.1. Deságio sobre o preço de comercialização do petróleo	84
5.2. Preço base para cálculo de <i>royalty</i>	86
5.3. Plataforma Eletrônica	91
5.4. Contratação de serviço de refino	93
5.4.1. Iniciativas no âmbito do Governo Federal	93
5.4.2. Restrição regulatória	94
5.4.3. Possibilidade de aprimoramento da regulação	95
5.4.4. Efeitos esperados sobre a possibilidade de medida regulatória	96
5.4.5. Aspectos tributários	98
5.5. Considerações finais	99
<b>6. CONCLUSÃO</b>	<b>103</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>109</b>
<b>ANEXO</b>	<b>115</b>

<b>I. Contribuição dos Agentes</b>	115
<b>I.1. Comercialização de petróleo e gás</b>	116
<b>I.1.1. Precificação</b>	116
<b>I.1.2 Deságio</b>	117
<b>I.1.3. Taxa da Transporte</b>	119
<b>I.1.4. Pagamento</b>	120
<b>I.1.5 Plataforma de comercialização eletrônica</b>	120
<b>I.1.6 Base para cálculo dos <i>royalties</i></b>	121
<b>I.1.7 Comercialização de Gás Natural</b>	121
<b>I.2 Política pública e regulação</b>	122
<b>I.2.1 Tributação</b>	123
<b>I.2.2. Licenciamento ambiental e alfandegamento de terminais</b>	123
<b>I.2.3. Desburocratização da atividade e limite de gás natural para queima</b>	124
<b>I.3 Outras Questões</b>	124
<b>I.3.1 Venda das refinarias da Petrobras</b>	125
<b>I.3.2. Exportação e estrutura de armazenagem</b>	126
<b>I.3.3 Contratação do serviço de refino</b>	127
<b>I.3.4 Refinarias de pequeno porte</b>	128
<b>I.3.5 Desinvestimento de polos da Petrobras</b>	129

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Produção de petróleo no Brasil por localização (bbl/d) .....	40
Gráfico 2: Produção de gás natural no Brasil por localização (Mm <sup>3</sup> /dia).....	41
Gráfico 3: Exploração de petróleo e gás natural em bacias sedimentares terrestres – nacional (milhões de R\$) .....	43
Gráfico 4 : Exploração de petróleo e gás natural em bacias sedimentares marítimas – nacional (milhões de R\$).....	44
Gráfico 5 : Desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural pré-sal – nacional (milhões de R\$) .....	44
Gráfico 6: Desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural cessão onerosa – nacional (milhões de R\$)— .....	45
Gráfico 7: Reservas totais e provadas de petróleo terrestre.....	46
Gráfico 8: Reservas totais e provadas de gás natural terrestre — .....	47
Gráfico 9 : — Petróleo Equivalente por Ambiente (boe/dia) .....	48
Gráfico 10: Produção de petróleo terrestre por concessionário independente (bbl/d).....	49
Gráfico 11: Participação da produção acumulada das principais produtoras independentes de petróleo em campos terrestres: janeiro de 2019 a março de 2020 (%) .....	50
Gráfico 12: Produção de gás natural terrestre por concessionário (Mm <sup>3</sup> /d).....	51
Gráfico 13: Produção de petróleo em terra em 2019, por estado (%) .....	52
Gráfico 14: Produção de gás natural em terra em 2019, por estado (%) .....	53
Gráfico 15: Reservas provadas de petróleo terrestre em 2019, por estado (%)	54
Gráfico 16: Reservas provadas de gás natural terrestre em 2019, por estado (%) .....	54
Gráfico 17: Histórico da produção onshore, por bacia, nos últimos 15 anos....	72
Gráfico 18: Produção <i>onshore</i> , por estado, nos últimos 17 meses .....	72
Gráfico 19: Previsão de Saldo de Petróleo Bruto no Brasil .....	79

## LISTA DE FIGURAS:

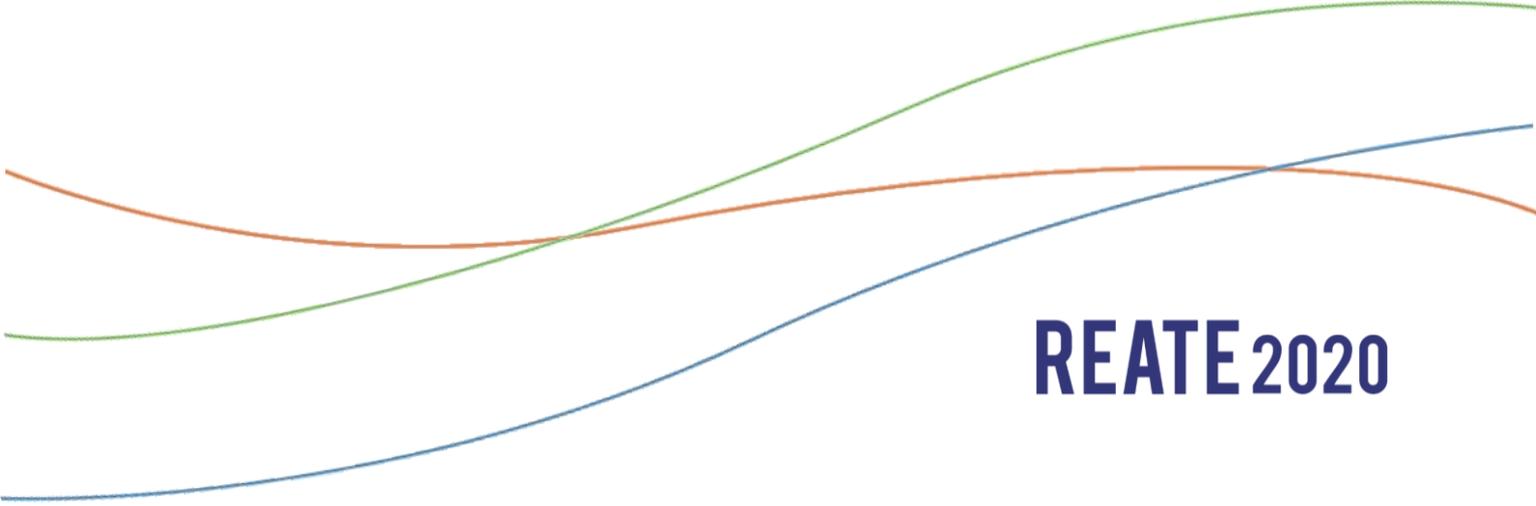
Figura 1: As atividades de E&P na cadeia de valor da indústria petrolífera .....	30
Figura 2 : Plano de Desinvestimento da Petrobras .....	74

## LISTA DE QUADROS:

Quadro 1: Fluxos dos insumos e da produção de minirrefinarias para o processamento de petróleo onshore dos principais campos nacionais.....	76
---	----

## LISTA DE TABELAS:

Tabela 1: Quantidade de poços produtores em áreas terrestres por bacia, em 2020 — .....	53
Tabela 2: Projeção Anual: Royalties ANP x Royalties Estimados	<b>Erro! Indicador não definido.</b>
Tabela 3: Volumes de queima de gás natural, segundo localização do campo de produção.....	69
Tabela 4: Classes de campos produtores de gás.....	71
Tabela 5: Desinvestimentos no E&P onshore, realizados até 2019 .....	98
Tabela 6: Projetos anunciados de refinarias de pequeno porte no Brasil .....	99



**REATE 2020**

## SUMÁRIO EXECUTIVO

Entre os anos de 2015 e princípio de 2020, a produção de petróleo terrestre caiu cerca de 40%, saindo de um patamar de 164 mil barris/dia, em janeiro 2015, para 97 mil barris/dia, em março de 2020. Com o propósito de tentar conter essa trajetória de declínio expressivo do nível de produção de hidrocarbonetos *onshore*, foi lançado em 2017 o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – REATE. Definiram-se os seguintes objetivos estratégicos do programa:

- i. revitalizar as atividades de exploração e produção de petróleo (E&P) em áreas terrestres no território nacional;
- ii. estimular o desenvolvimento local e regional; e
- iii. aumentar a competitividade da indústria petrolífera *onshore* nacional.

Em 2019, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) editou a Resolução nº 27, de 12 de dezembro de 2019, a qual criou lançou a segunda versão do programa, e seu respectivo comitê, na busca de ampliar a política nacional de fomento a essas atividades, propiciando sinergias entre os produtores, fornecedores e financiadores, de modo a aumentar a exploração e a produção em terra de petróleo, e, especialmente, de gás natural, em prol de uma indústria terrestre forte e competitiva, com eficiência crescente e com pluralidade de operadores e prestadores de bens e serviços.

O referido Comitê, composto por subcomitês, objetiva a proposição de medidas de estímulo à atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural nessas áreas e em suas cadeias de valor e produtivas. Nessa linha, este relatório apresenta os resultados alcançados pelo Subcomitê de Promoção da Livre Concorrência, coordenado pelo Ministério da Economia, na avaliação de questões relacionadas à concorrência na produção de petróleo e gás em campos terrestres, em particular, na comercialização de petróleo.

Começando pela experiência de outros países, observam-se similaridades com o caso brasileiro, em vista da prevalência da atuação de companhias estatais e da propriedade do Estado dos recursos naturais localizados no subsolo. Um modelo distinto de aproveitamento econômico é o dos Estados Unidos, onde o solo e o subsolo são considerados um todo indivisível, de tal forma que os direitos dos recursos minerais do subsolo são propriedade do dono da superfície. Essa estrutura regulatória tem mais incentivo à exploração dos recursos minerais e pode ter favorecido crescimento expressivo da produção de petróleo no país, ao amparo da atuação de empresas privadas, nos últimos anos.

Algumas experiências dos principais países produtores de petróleo e gás natural da América Latina aproximam-se do modelo em que os recursos naturais localizados no subsolo são de propriedade do Estado e sua exploração ocorre em diferentes formas de associação com empresa petrolífera estatal. Ocorreram, contudo, mudanças nesse cenário. Na Argentina, a *Yacimientos Petrolíferos Fiscales* (YPF), principal empresa petrolífera do país, foi privatizada em 1992, em que pesem subsistirem mecanismos de controle de preço do petróleo no país que prejudicam a sinalização de escassez e a orientação de produção e investimento eficientes. Outra tentativa de aproximação de um modelo de aproveitamento econômico mais ancorado no investimento privado ocorreu no México, que em 2013 encerrou o monopólio estatal no setor de petróleo e implementou outra série de iniciativas que atraiu investidores privados nacionais e estrangeiros.

No Brasil, as iniciativas mais recentes são igualmente de atração da iniciativa privada para a exploração de petróleo e gás natural. Antes de discorrer sobre as mesmas, no entanto, vale registrar as atuais características do segmento *onshore* do país. Trata-se de atividade concentrada, tanto geograficamente, como do ponto de vista econômico. Regionalmente, a concentração de produção ocorre no Nordeste, com uma participação relevante dos Estados do Rio Grande do Norte, Bahia e Sergipe, respondendo por 70% do volume total produzido no ano de 2019.

Do ponto de vista econômico, o mercado apresenta níveis de concentração expressivos na oferta e na demanda. Do lado da oferta, observa-se a posição dominante da Petrobras com quase 95% do total produzido de petróleo e 83% de todo o gás natural de extração terrestre no ano de 2019. Do lado da demanda, a concentração é ainda maior. Exceto no Estado da Bahia, a empresa mantém posição de monopólio. Constata-se, então, que, além de concentrada, a atividade é amplamente dependente da atuação de agente estatal.

Não obstante à concentração e dependência de investimento estatal, há perspectiva para o segmento *onshore* vivenciar transição para um mercado mais competitivo e ancorado em investimento privado. Do lado da oferta, observa-se o processo de desinvestimento da Petrobras em campos de produção *onshore*. Atualmente, a estatal não apresenta como prioridade em seus planos estratégicos a manutenção de ativos localizados em áreas terrestres. Isso vale particularmente para projetos de investimento na recuperação de campos maduros, que têm sido objeto de planos de desinvestimentos na estratégia de direcionamento de recursos para empreendimentos *offshore*, sobretudo, nos megacampos do pré-sal.

Com início em 2014, a previsão de desinvestimentos contempla um total de 212 campos, sendo 142 campos *onshore*. Esse reposicionamento tem possibilitado uma tendência de crescimento da produção de petróleo entre as pequenas e médias empresas.

Do lado da demanda, há igualmente iniciativas favoráveis ao desinvestimento estatal que pode mudar o quadro de monopólio existente hoje. É o caso da Resolução CNPE no 9/2019 que estabelece diretrizes para a promoção da concorrência na atividade de refino no país. Dentre essas diretrizes, está a indicação de ser de interesse da política energética a transferência de refinarias potencialmente concorrentes para grupos econômicos distintos.

Em convergência com as diretrizes da Resolução CNPE no 9/2019, foram estabelecidos compromissos de desinvestimento estatal em refino no Termo de Compromisso de Cessação (TCC), que foi celebrado entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e a Petrobras. O acordo prevê a venda de oito empreendimentos de refino da empresa. O desinvestimento tem o potencial de aumentar a competição no segmento de refino, bem como incentivar a realização de investimentos para ampliação da capacidade de processamento de petróleo no Brasil, contribuindo para desconcentrar a demanda do produtor *onshore*, particularmente por englobar refinarias localizadas na Região Nordeste e no Estado do Amazonas, os quais apresentam posição de destaque na produção *onshore*.

Por meio do TCC, há previsão da venda das seguintes refinarias até 31 de dezembro de 2021: Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco; Unidade de Industrialização de Xisto e Refinaria Presidente Getúlio Vargas, ambas no Paraná; Refinaria Landulpho Alves, na Bahia; Refinaria Gabriel Passos, em Minas Gerais; Refinaria Alberto Pasqualini, no Rio Grande do Sul; Refinaria Isaac Sabbá, no Amazonas; e Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste, no Ceará.

As iniciativas de desinvestimento estatal na indústria de petróleo favorecem a construção de um mercado *onshore* mais competitivo, possibilitando o protagonismo do investimento privado em uma estrutura de mercado mais próxima do modelo competitivo. Esse contexto de esforços de desconcentração e atração de investimentos privados para indústria de petróleo e gás natural do país é importante para a análise subsequente das questões de concorrência tratadas pelo referido Subcomitê. Isso porque o êxito desses esforços tende a se correlacionar com a segurança jurídica da regulação adiante comentada.

Uma etapa relevante dos trabalhos conduzidos pelo Subcomitê de Promoção de Livre Concorrência envolveu consultas aos agentes de mercado das atividades de

produção, refino e exportação de petróleo. Uma das dificuldades relatadas pelos agentes é a sistemática atual da tributação estadual. Aponta-se falta de assimetria regulatória entre as operações de exportação e as vendas interestaduais de petróleo. No primeiro caso, permite-se o aproveitamento de créditos de ICMS cobrados nas etapas anteriores da atividade de exportação. Esse benefício, no entanto, não alcança as operações interestaduais, que naturalmente são as preponderantes no mercado *onshore*, cuja escala de produção não viabiliza comercialmente exportações.

Vale ponderar, contudo, que a falta de assimetria regulatória supracitada alcança várias outras atividades produtivas, não apenas a indústria de petróleo, de modo que o tratamento do tema envolve questão tributária mais ampla, não se restringido ao segmento de produção de petróleo em foco. Por esse motivo, a análise e proposição de medidas para o assunto ultrapassam o escopo deste trabalho.

A infraestrutura portuária e o alfandeamento de terminais de uso privado foram comentadas pelos agentes do setor na oportunidade de oitivas. Para esse último tópico, em particular, não se identificaram problemas de assimetria regulatória relacionadas à magnitude da capacidade instalada da infraestrutura ou das características do operador que penalizassem especificamente o produtor *onshore*. Isso não significa que não existe possibilidade de melhoria das normas que orientam as infraestruturas descritas, mas não se encontraram problemas particulares do mercado *onshore*.

Algumas empresas apresentaram preocupações em relação ao limite estabelecido para a queima de gás natural. Não obstante, as avaliações posteriores demonstram que já existem regras regulatórias que permitem os concessionários aumentarem esse limite. A importância das pequenas refinarias para o produtor *onshore* foi outro tema abordado nas reuniões com os agentes de mercado. Os estudos conduzidos pela EPE e a reunião com potenciais investidores nessa atividade demonstram que plantas dessa natureza podem passar a fazer parte da estrutura de refino no país. Para a atuação dessas plantas, não foram visualizados entraves regulatórios no âmbito do arcabouço normativo do setor de petróleo.

Embora o licenciamento ambiental tenha sido uns dos assuntos de preocupação dos produtores, existe outro Subcomitê no Reate para discussão do assunto, de modo que fica apenas o registro dessa ocorrência. Em relação à infraestrutura de armazenagem para exportação, outra preocupação do setor, espera-se que, com o dinamismo concorrencial, o mercado seja o agente catalizador dos investimentos necessários a essas infraestruturas.

O tamanho dos polos (conjunto de campos de petróleo e gás natural) de desinvestimento da Petrobras também foi objeto de comentário dos agentes consultados pelo Subcomitê. Indicaram que a agregação dos ativos implica necessidade de aporte de capital do interessado em adquiri-los que constitui

barreiras à entrada para pequenas e médias empresas no segmento *onshore*. No entanto, nos termos da legislação vigente, não há restrições para essa modelagem de investimento. Ademais, a imposição de restrições regulatórias para tanto pode criar insegurança jurídica para o processo em curso de desinvestimento, comprometendo a desconcentração de mercado, o ingresso de capital privado e a entrada de novos *players*. A ocorrência dessas circunstâncias, como se comentou anteriormente, pavimentaria o caminho para tornar o segmento *onshore* mais próximo de uma estrutura de mercado competitiva.

Algumas questões apresentadas pelos agentes de mercado foram avaliadas com maior profundidade por terem sido mais recorrentes, ou avaliadas como mais críticas, na etapa de oitivas. As questões são o deságio sobre o preço de comercialização do petróleo *onshore*, a base de cálculo de *royalties*, plataforma eletrônica de comercialização e contratação de serviço de refino.

Em relação ao deságio sobre o preço de comercialização do petróleo, os agentes relataram que o valor do deságio não acompanha a variação de referências de preço internacional do produto, entre outras questões que julgam prejudiciais ao produtor de petróleo *onshore*. Por se tratar de relação contratual entre particulares, cabe apontar o risco de segurança jurídica de eventual regulação de matéria que tem sido pactuada livremente pelo mercado. Esse risco tem custos ainda maiores considerando os desinvestimentos estatais na cadeia produtiva do petróleo e as perspectivas de aproximação de uma estrutura de mercado mais competitiva que o êxito desse processo poderia propiciar ao segmento *onshore*.

Não obstante, para a discussão de relação contratual entre particulares, há os instrumentos previstos no Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), particularmente, pela Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. O sistema permite investigar eventual abuso de poder de mercado, entre outras condutas anticompetitivas, de uma das partes. Para tanto, faz-se necessária apresentação formal de denúncia de infração à ordem econômica, embasada em fatos concretos, para o CADE.

A respeito do preço de referência para o cálculo dos *royalties*, os agentes comentaram ser mais apropriado obtê-lo a partir de notas fiscais de venda do petróleo. Isso porque os preços de comercialização do petróleo têm sido inferiores ao preço de referência usado atualmente para o cálculo de *royalty*, o que agravaria o custo desse encargo.

Sobre a questão, a ANP fez levantamento no qual diferenças mais destacadas entre o preço de referência para cálculo de royalty e o preço de comercialização do produtor *onshore* ocorreram oito vezes em um total de trinta e sete casos investigados, de modo que não há clareza da onerosidade regulatória. Dessa forma, fazem-se necessários mais estudos, considerando adicionalmente aspectos relativos ao cumprimento de condições contratuais vigentes, ao risco de judicialização das regras sobre assunto, bem como de efeitos fiscais de mudança dessas regras.

Quanto à utilização de plataforma eletrônica de comercialização, a discussão ocorreu em torno da possibilidade de se tratar de uma ferramenta que poderia ampliar as alternativas de comercialização do segmento *onshore*, além de garantir segurança no processo de pagamento. Nesse ponto, não se identificaram entraves na regulação do setor de petróleo que impedissem a aplicação da ferramenta, de modo que, caso o mercado adote a prática por livre iniciativa, avalia-se apenas pertinente consulta prévia ao CADE para que o instrumento seja utilizado em conformidade com as normas do direito econômico. Novamente aqui cabe a sinalização de que a regulação do setor acompanha e incentiva o processo de desinvestimento estatal e aumento de número de *players* no setor, deixando para o mercado a seleção dos arranjos comerciais mais eficientes. Dessa forma, confere-se mais segurança jurídica ao referido processo e aos seus efeitos esperados na organização industrial mais competitiva e eficiente da atividade *onshore*.

A contratação do serviço de refino, por sua vez, é uma atividade com previsão regulatória no país, mas está restrita a determinados elos da cadeia produtiva, havendo apenas a possibilidade de o importador, centrais petroquímicas e outras refinarias contratarem esse tipo de serviço. A flexibilização de tais restrições pode ampliar as alternativas de comercialização do produtor *onshore*, diversificando o perfil de seus consumidores e superando o contexto atual de monopólio. É um cenário de maior atratividade do investimento *onshore*, e, por conseguinte, de incentivo à entrada de agentes e ao aumento dos níveis de produção, renda e emprego.

A flexibilização das possibilidades de contratação de serviço de refino pode requer outras mudanças regulatórias, especificamente, em relação à comercialização de petróleo e seus derivados. Isso porque o agente só vai contratar esse serviço se puder comercializar os referidos derivados e combustíveis.

A extensão dos tipos de agentes autorizados a contratar serviço de refino pode contemplar o próprio produtor *onshore*, entre outros agentes da cadeia de

petróleo. Quanto mais ampla a flexibilização, maior o potencial de diversificação do perfil de demanda e dos benefícios elencados há pouco.

Em relação aos aspectos tributários, não foram visualizados, a princípio, entraves no âmbito dos tributos federais e estaduais para a flexibilização em tela. Contudo, há condições de contorno a serem observadas para a flexibilização, como a observância das exigências de especificação dos derivados de petróleo e combustíveis comercializados, a capacidade de fiscalização da agência reguladora de tal comercialização, entre outros fatores.

Em face das considerações elencadas, a possibilidade de aprimoramento regulatório identificada favorável ao aumento da concorrência e, em última instância, da eficiência econômica é a flexibilização dos tipos de agentes autorizados a contratar serviço de refino, que pode requerer complementarmente flexibilização das restrições à comercialização de petróleo e seus derivados. Como já se ponderou, existem condições de contorno a serem observadas. De qualquer forma, as flexibilizações possíveis, pelo potencial de diversificar a demanda do produtor *onshore*, contribuem para promover a concorrência e a atratividade econômica do segmento.

Embora a discussão da normatização da atividade de refino de forma mais ampla esteja prevista na Agenda Regulatória da ANP do período 2020/2021, avalia-se oportuno conferir destaque às flexibilizações em tela, indicando cenários com graus distintos de flexibilização para se aproveitar o potencial de ganho de concorrência e atratividade econômica da medida para o mercado *onshore*.

## 1 INTRODUÇÃO

A partir da promulgação da Lei nº 9.478/1997 – Lei do Petróleo (em regulamentação à Emenda Constitucional nº 9/1995), que quebrou o monopólio da Petrobras) e, ao mesmo tempo, criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o Estado passou a assumir sua tarefa de estabelecer regras com vistas à criação de um mercado mais competitivo e que, conseqüentemente, trouxesse vantagens para o País e, principalmente, para os consumidores, resultando em um ambiente regulatório apropriado e com possibilidades de atração de um maior volume de investimentos privados

Apesar da abertura da indústria petrolífera nacional a investidores privados, a participação de empresas nas atividades de produção de petróleo (E&P) em terra (*onshore*) ainda não é expressiva, inclusive prevalecendo a atuação da Petrobras nessas atividades. Nesse sentido, os planos de desinvestimento da Petrobras no segmento *onshore* têm sido acompanhados por novos entrantes, contribuindo para uma maior diversificação de atores nessa cadeia produtiva, particularmente de empresas de pequeno e médio porte, majoritariamente de capital nacional privado.

Devido ao segmento *onshore* ainda carecer de maior dinamismo, foram desenvolvidas duas versões do Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (2017 e 2019).

A versão atual do Programa foi criada por meio da Resolução nº 27, de 12 de dezembro de 2019, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Sob a ótica da nova versão do Programa, foram criados Subcomitês para tratar diferentes aspectos da exploração e produção de petróleo e gás natural em campos terrestres.

Este documento resulta do trabalho do Subcomitê dedicado à promoção da livre concorrência no segmento *onshore*, particularmente no que tange à comercialização de petróleo. Os trabalhos conduzidos englobaram reuniões com agentes de mercado (produtores, refinadores e *trader*) e avaliações de possibilidades de aprimoramento regulatório a partir da manifestação desses agentes. Para tal avaliação, realizou-se contextualização do assunto com a experiência de outros países, o arcabouço regulatório e a estrutura de mercado *onshore* nacionais. Consideraram-se ainda sobreposições com o trabalho de outros subcomitês, como o de licenciamento ambiental, que foi assunto igualmente comentado nas oitavas mencionadas.

Com objetivo de apresentar os trabalhos conduzidos pelo Subcomitê de Promoção à Livre Concorrência, o presente relatório foi dividido em seis seções, contando com esta introdução. A próxima seção faz breve referência à indústria de da produção de petróleo e gás natural de outros países, buscando visualizar o tratamento do mercado *onshore*.

A Seção 3 apresenta os principais aspectos estruturais do mercado brasileiro *onshore*, bem como o arcabouço regulatório ao qual se sujeita. A Seção 4 apresenta a análise contribuições dos agentes obtidas nas oitivas realizadas com esse fim – registradas no Anexo deste documento. As análises da Seção 4 alcançam um conjunto bastante amplo de temas como a tributação estadual, o alfandegamento de terminais, o limite de gás natural para queima, tamanho dos polos de desinvestimento da Petrobras, as tecnologias de pequenas refinarias, o licenciamento ambiental, a estrutura de armazenagem para exportação e investimentos potenciais no setor.

A Seção 5 é uma extensão da anterior com destaque para os temas mais recorrentes, ou avaliados como mais críticos, na etapa de oitivas. Para esses, realiza-se análise mais pormenorizada, comentando sobre possibilidades de mudanças na regulação do setor de petróleo e gás natural e respectivos impactos econômicos esperados. O grupo menor de temas abrange o deságio sobre o preço de comercialização do petróleo *onshore*, a base de cálculo de *royalties*, plataforma eletrônica de comercialização e contratação de serviço de refino. Para a contratação desse serviço, em particular, apresentam-se possibilidades de aprimoramento regulatório, contribuindo com trabalhos precedentes ao apresentar mais informações sobre as restrições existentes e as formas de superá-las. Por fim, a Seção 6 apresenta as principais conclusões do relatório.

## 2 PANORAMA INTERNACIONAL DA PRODUÇÃO TERRESTRE DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

O objetivo é ter referências de comparação para o caso brasileiro, identificando similitudes e tendências que facilitem avaliação dos tratamentos regulatórios mais adequados à promoção da concorrência. Para tanto, apresenta-se a experiência de produção terrestre de petróleo e gás natural dos seguintes países: Estados Unidos, Arábia Saudita, Rússia, Irã, Iraque, Países do Oeste da África, Venezuela, Argentina, Bolívia e México.

A indústria mundial do petróleo e gás natural sustenta-se a partir de dois modelos básicos de extração de hidrocarbonetos, baseados na localização das reservas, podendo ser do tipo terrestre (*onshore*) ou marítimo (*offshore*). A exploração *onshore* é aquela cuja reserva encontra-se em terra, de forma literal, “dentro da costa”. Enquanto que a exploração *offshore* refere-se ao tipo de extração feita em reservatórios localizados sob o leito marinho. Apesar do primeiro tipo ter sido o método pioneiro, o segundo encontra-se cada vez mais em expansão pelo mundo.

De acordo com EIA (2016), a extração em campos terrestres foi responsável por cerca de 70% da produção mundial de petróleo entre 2005 e 2015. Os principais países produtores desta modalidade são Estados Unidos, Arábia Saudita, Rússia e Canadá, além de outros países do Oriente Médio, como Irã, Iraque, Emirados Árabes Unidos (EAU) e Kuwait. Por sua vez, na América do Sul, destaca-se a produção *onshore* de hidrocarbonetos da Venezuela e Argentina.

### 2.1 Estados Unidos

A extração de petróleo nos Estados Unidos foi iniciada há mais de 160 anos, em 1859, com a descoberta de uma acumulação de óleo em uma extensão terrestre no estado da Pensilvânia. Nas quatro décadas seguintes, a atividade se concentrou exclusivamente em áreas *onshore*, incentivando a construção de uma vasta infraestrutura de escoamento. No final do século XIX, em 1896, teve início a produção *offshore* no estado da Califórnia, na costa oeste do país, contudo, os campos terrestres mantiveram a predominância da produção ao longo das décadas seguintes (YERGIN, 2012).

De meados dos anos 1970 ao final da década de 2000, a produção *onshore* de petróleo nos Estados Unidos recuou de 7,9 milhões b/d para 3,7 milhões b/d, enquanto o *offshore* ampliou a sua participação na produção total do país de menos de 10% para cerca de 30% nesse período ([EIA, 2020a](#)). No entanto, essa tendência foi

drasticamente alterada com a aceleração do desenvolvimento da produção de petróleo em áreas terrestres não-convencionais, no que ficou conhecido internacionalmente como a revolução do *shale/tight*.

A revolução do *shale/tight* nos Estados Unidos é um dos principais avanços recentes na indústria mundial do petróleo, sendo, em grande parte, impulsionada por inovações tecnológicas, como o fraturamento hidráulico (*fracking*) e a perfuração horizontal (*horizontal drilling*), aplicadas para a extração de óleo e gás natural em formações com baixíssimas porosidade e permeabilidade, tais como folhelhos (*shale*) e arenitos fechados (*tight sandstones*). Essas tecnologias permitiram uma redução significativa dos custos de produção, fazendo com que recursos, outrora inviáveis, se tornassem economicamente recuperáveis (FATTOUH e SEN, 2013; MAUGERI, 2013).

Como resultado, os Estados Unidos observaram uma expansão substancial na produção de petróleo *onshore* não-convencional, usualmente chamado de *light tight oil*, de pouco mais de 400 mil b/d no início de 2007 para 8,1 milhões b/d ao final de 2019. As formações de Permian (no oeste do estado do Texas e no estado do Novo México), Bakken (nos estados de Montana e Dakota do Norte) e Eagle Ford (no sul do estado do Texas) são responsáveis por mais de 80% da produção de *light tight oil* do país (EIA, 2020b). Essa revolução permitiu um aumento da produção total norte-americana de óleo cru<sup>1</sup> de 5,0 milhões b/d em 2008 para 12,2 milhões b/d em 2019, revertendo uma tendência de declínio que estava em curso desde a década de 1970 (BP, 2020)

Nos Estados Unidos, a regulação da produção de petróleo e gás natural em terra é realizada pelo estado onde a atividade ocorre, tendo cada estado sua própria agência reguladora ou agências que administram questões como a proteção dos direitos dos proprietários de terras adjacentes, a prevenção de resíduos e aspectos de saúde e segurança, além de tributação. Por sua vez, as áreas federais são reguladas pelo Departamento do Interior e pelo Bureau of Land Management (JOY e DIMITROFF, 2016).

Em relação aos direitos de propriedade na extração de hidrocarbonetos em extensões terrestres, vigora nos Estados Unidos o sistema de acesso ou fundiário. Nesse modelo, salvo contrato ou escritura anterior, o solo e o subsolo são considerados um todo indivisível, de tal forma que os direitos dos recursos minerais do subsolo são propriedade do dono da superfície, sejam governos locais, estaduais, federais ou proprietários privados. Aplicam-se duas doutrinas legais: a lei de captura e a doutrina dos direitos correlatos, que variam de estado para estado. A existência desta estrutura regulatória tem sido fundamental para que houvesse um desenvolvimento expressivo da produção de petróleo por combinação de perfuração horizontal e fraturamento hidráulico de alto volume (JOY e DIMITROFF, 2016).

---

<sup>1</sup> A partir desta citação, todos os valores de produção de petróleo neste relatório dizem respeito à soma de óleo cru e condensados.

## 2.2 Arábia Saudita

A Arábia Saudita possui a segunda maior reserva provada de petróleo e a sexta maior de gás natural, mantém uma das maiores capacidades de produção de petróleo e gás natural, e é o principal exportador de petróleo do mundo. Ademais, o país se destaca por ter um dos menores custos médios de produção, inferior a US\$ 10/b, mesmo incluindo impostos (SAUDI ARAMCO, 2019). Em conjunto, essas características mostram a dimensão da importância da Arábia Saudita para a indústria mundial do petróleo e gás natural.

Em 2019, a produção saudita de petróleo foi de 10,1 milhões b/d, sendo a terceira maior do mundo, atrás apenas de EUA (12,2 milhões b/d) e Rússia (11,3 milhões b/d) (BP, 2020). De forma similar, a Arábia Saudita também possui elevada relevância no setor de gás natural, sendo um dos dez maiores produtores mundiais, com uma produção de 311 milhões m<sup>3</sup>/d em 2019 (BP, 2020).

Os principais campos de petróleo e gás natural da Arábia Saudita estão localizados em extensões terrestres na região leste do país e em áreas *offshore* no Golfo Pérsico, sendo que os campos *onshore* são responsáveis por mais da metade da produção de hidrocarbonetos do reino. Estima-se que, em termos de reservas convencionais, Ghawar<sup>2</sup> seja o maior campo *onshore* de petróleo do mundo e Safaniyah o maior campo *offshore* (SAUDI ARAMCO, 2019).

A Lei Básica do Reino da Arábia Saudita, uma espécie de constituição do país e estabelecida pelo Decreto Real nº 90/A, determina em seu art. 14 que todos os recursos naturais na superfície, no subsolo, em águas territoriais, ou em domínios terrestres e marítimos sob a autoridade do Estado, juntamente com as receitas provenientes desses recursos, são propriedade do Estado (Arábia Saudita, 1992). O Ministério de Energia, Indústria e Recursos Minerais regula todos os aspectos da atividade econômica relacionada ao petróleo e gás natural, incluindo sua exploração, produção, comercialização, transferência, armazenamento, distribuição, importação e exportação, sendo estas atividades operacionalizadas pela empresa estatal Saudi Aramco (Goswani, 2019).

## 2.3 Rússia

É um dos maiores produtores de petróleo do mundo, respondendo por 13,6% da produção global em 2019 (11,3 milhões b/d), e detém a sexta maior reserva (107,2 bilhões de barris – 6,2% do total mundial) (BP, 2020). O petróleo e o gás natural têm sido uma parte fundamental da economia russa há décadas, sendo responsáveis por

---

<sup>2</sup> O campo terrestre de Ghawar é o principal ativo de produção de petróleo e gás do país. Desde o início de sua produção em 1951, foi responsável por mais da metade do petróleo produzido no reino. Ainda assim, Ghawar mantém capacidade máxima de 3,8 milhões b/d e possui reservas provadas de 48 bilhões de barris de petróleo (SAUDI ARAMCO, 2019).

aproximadamente um quinto do seu Produto Interno Bruto (PIB), cerca de 30% da receita orçamentária consolidada e mais da metade da receita de exportação durante a década de 2000 (EPE, 2018).

Após a dissolução da União Soviética, a indústria de petróleo da Rússia passou por um processo de privatizações. As empresas privadas conseguiram impulsionar o crescimento do setor a partir do final da década de 1990, atraindo várias companhias estrangeiras e promovendo uma retomada da indústria petrolífera nacional. Entretanto, atualmente as estatais russas dominam a produção de petróleo do país.

Na Rússia, o regime de licenciamento dos recursos é de administração do Ministério de Recursos Naturais e Ecologia da Federação Russa e em especial a Agência Federal de Uso do Solo (Rosnedra), responsável pela regulamentação da extração de petróleo e gás. Há dois regimes regulatórios no país, o primeiro, dominante, considera o regime de royalties por meio de sua Lei do Subsolo de 21 de fevereiro de 1992. O outro regime compreende o compartilhamento de produção, estabelecidas na Lei Federal de Contratos de Compartilhamento de Produção, datada de 30 de dezembro de 1995 (Lei PSA). Ao contrário dos EUA, os minerais do subsolo não pertencem ao proprietário da superfície da terra, mas à localidade onde se encontra, estando sob jurisdição estadual ou federal (JOSEFSON *et al*, 2019).

A maior parte da produção de petróleo da Rússia tem origem na Sibéria Ocidental e nas regiões dos Urais-Volga. A participação do distrito de Ural, no entanto, diminuiu nos últimos anos, com a entrada em operação de novos campos de petróleo na Sibéria Oriental e no Extremo Oriente. Mesmo com o aumento da perfuração em campos maduros (*brownfields*) - 22% nos últimos cinco anos –, o declínio na produção da região não foi compensado, uma vez que os custos associados aos desafios tecnológicos tornam esses projetos menos lucrativos. Em contrapartida, houve crescimento da produção proveniente de novos campos (*greenfields*), como Tagul, Taas-Yuryakh, Russkoe e Kuyumba (EPE, 2018).

## 2.4 Irã

Detentor de uma das maiores reservas de petróleo e gás natural do mundo, o Irã tem reservas provadas de petróleo de 155,6 bilhões de barris, o que corresponde a 9% das reservas mundiais de petróleo e 13% das reservas da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep). Em 2019, o país produziu 3,5 milhões b/d de petróleo e 667 milhões m<sup>3</sup>/d de gás natural. A maior parte das reservas iranianas está localizada em terra (71%), com a Bacia do Khuzestan contendo aproximadamente 80% do total de reservas terrestres (BP, 2020).

Com uma estrutura formada por empresas estatais, a indústria petrolífera iraniana, fortemente exportadora de petróleo, tem papel relevante na economia do

país. Irã tem como princípio a propriedade das reservas e recursos de petróleo e gás natural, sendo o Ministério do Petróleo da República Islâmica do Irã responsável por gerenciar e desenvolver o setor de óleo e gás em território iraniano. Este ministério compreende quatro empresas principais<sup>3</sup>. O marco regulatório iraniano permite que a Companhia Nacional de Petróleo Iraniana (NIOC), por meio de contratos de serviços com risco com empresas estrangeiras, os denominados “*buy-backs agréments*”, possa desenvolver as atividades de E&P no país. Tais contratos são caracterizados como financiamento externo e cooperação técnica uma vez que a constituição iraniana proíbe investimento estrangeiro no setor de petróleo (Art. 81/1979). Em 2015, um novo tipo de contrato (IPC - Contrato de Petróleo do Irã) foi instituído no Irã com o objetivo de atrair investimento estrangeiro, com previsão de um modelo de *joint venture* para permitir a colaboração e a transferência de tecnologia entre a NIOC e empresas internacionais de petróleo. (IRAN MOP, 2020) (SMOUSAVI, 2019) (TOLMASQUIM e PINTO, 2011).

## 2.5 Iraque

O Iraque é o segundo maior produtor de petróleo (4,74 milhões b/d, em 2019) dentre os países integrantes da Opep, atrás apenas da Arábia Saudita, e também detentor da quinta maior reserva provada do mundo, da ordem de 145 bilhões de barris (BP, 2020). Quase 90% da produção de petróleo bruto do Iraque vem de campos *onshore* na parte sul do país; esses campos estão sob o controle do governo central de Bagdá. Os 10% restantes são provenientes de campos no norte do Iraque, operados principalmente pela Governo Regional Curdo (KRG) (EIA, 2019b).

Desde o início da década de 1990, o Iraque vem passando por imensas dificuldades em se restabelecer econômica e socialmente. Apesar de toda essa situação de instabilidade, o Iraque conseguiu retomar a produção de sua indústria petrolífera. A China é o maior comprador de petróleo bruto iraquiano e um dos maiores investidores na indústria de petróleo e gás do Iraque, com participação em grandes projetos de E&P no país. A Rússia também investiu no setor de energia do Iraque nos últimos anos, incluindo o desenvolvimento do West Qurna-2 da Lukoil em Basra, que representa 9% da produção total de petróleo do Iraque (CARVALHO, 2019).

Segundo a constituição do Iraque de 2005, em seu artigo 111, o petróleo e o gás natural pertencem ao povo iraquiano. Em seu artigo 112, determina que o Governo Federal seja responsável pela formulação de políticas para o desenvolvimento do setor de óleo e gás, com o uso de técnicas avançadas dos

---

<sup>3</sup> A Companhia Nacional de Petróleo Iraniana (NIOC), a Companhia Nacional de Gás Iraniana (NIGC), a Companhia Nacional de Refino e Distribuição de Petróleo do Irã (NIORDC) e a Companhia Petroquímica Nacional (NPC)

princípios de mercado e incentivo ao investimento. Neste sentido, dois tipos de contratos são celebrados no Iraque: o contrato de serviço técnico (TSC), para a reconstrução de campos produtores e o contrato de serviço de desenvolvimento e produção (DPSC), para desenvolver campos descobertos, mas não desenvolvidos. Em ambos os contratos, a remuneração ocorre com base na recuperação de custos e em uma taxa de remuneração por barril (STRONG, 2019).

## 2.6 Países do Oeste da África

Dotado de muitas riquezas naturais, o Oeste da África é uma importante região para a indústria petrolífera, tendo sido responsável pela produção de 4,4 milhões b/d em 2019, o que representou 56% da produção do continente africano e 5% da produção mundial (BP, 2020).

A importância do Oeste da África para a indústria mundial do petróleo já poderia ser exemplificada pela participação de cinco países – Angola, Gabão, Guiné Equatorial, República do Congo e Nigéria – como membros da Opep, mas foi ampliada a partir das descobertas de recursos de petróleo na nova fronteira do pré-sal africano. Os maiores produtores de petróleo da região são a Nigéria e a Angola, com uma produção atual de 2,0 milhões b/d e 1,4 milhão b/d, respectivamente<sup>4</sup>.

Atualmente, as reservas provadas de petróleo do Oeste da África são de 52,5 bilhões de barris, e estão concentradas na Nigéria (37 bilhões de barris) e na Angola (8,2 bilhões de barris) (BP, 2020). Um dos grandes desafios enfrentados por esses países, embora possuam recursos naturais a serem explorados, é a fragilidade institucional e baixa estabilidade política.

A produção de petróleo na Costa Oeste da África teve origem na década de 1950, contudo foi nas décadas de 1960 e 1970 que a indústria do petróleo passou a desempenhar um papel central na sustentabilidade político-econômica dos governos. Essa dependência desencadeou processos de nacionalização da indústria com a criação de grandes empresas nacionais de petróleo.

Inicialmente, a produção de petróleo nos países do Oeste da África se desenvolveu em campos terrestres<sup>5</sup> e em águas rasas. Esse perfil de produção perdurou até a década de 1990, quando grandes descobertas *offshore* em águas profundas e ultra profundas alteraram o perfil de produção desses países.

---

<sup>4</sup> Os demais países da Costa Oeste da África que apresentam uma produção considerável de petróleo, entre 100 e 300 mil b/d, são Gabão, Gana, Guiné Equatorial e República do Congo (BP, 2020)

<sup>5</sup> A área petrolífera angolana onshore é composta, principalmente, pelas bacias do Congo, Kwanza, Benguela e Namibe. A bacia do Congo é a principal em fase de produção, onde se encontram os blocos Cabinda Norte, Centro e Sul.

Embora o foco do oeste africano se mantenha na produção *offshore*, os países da região demonstram interesse na revitalização de campos terrestres. A Nigéria e a Angola possuem planejamento de rodadas de licitação de campos marginais em 2020, visando aumentar sua produção *onshore*. Atualmente, o leilão de Angola se encontra postergado, ainda sem prazo definido, em função da pandemia do Covid-19 (ANPG, 2020). Já a rodada nigeriana, tem prazo de demonstração de interesse até o dia 21 de junho (DPR, 2020).

Em termos regulatórios, a constituição de Angola de 2010, em seu Artigo 16, define que todo recurso mineral presente em seu território é de propriedade do Estado. Empresas que desejem desenvolver atividades de exploração e produção de óleo e gás devem se associar à empresa estatal Sonangol por meio de instrumentos como: concessão, partilha de produção, associação (em suas duas modalidades, societária ou contratual) e serviços com risco (FERREIRA e CUNHA, 2020). Da mesma forma, a Constituição da Nigéria de 1990 e a “Lei do Petróleo” (The Petroleum Act), definem que a propriedade do óleo encontrado em território nigeriano é do Estado, sendo o desenvolvimento e produção realizado pela empresa estatal Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC). Destaca-se que na Nigéria são praticados diversos tipos de modelos contratuais para o desenvolvimento de recursos de petróleo e gás, como contratos de concessão, acordos de *joint ventures* tradicionais, contratos de serviços, contratos de compartilhamento de produção e contratos de risco único (AYE, ALAKIJA e ODIGILI, 2019).

## 2.7 Venezuela

Foi um dos países-membro fundadores da Opep, em 1960. A maior parte de suas reservas (petróleo pesado e extrapesado) estão localizadas na Faixa Petrolífera do Orinoco (FPO), na fronteira sul da bacia leste venezuelana, tornando sua extração onerosa e difícil. O país também possui reservas na região do Lago Maracaibo, parte ocidental do país (EIA, 2018).

A Venezuela, que nacionalizou sua indústria petrolífera na década de 1970 criando a estatal Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), promoveu medidas liberalizantes durante a década de 1990 para o setor petrolífero. No entanto, desde o final do século XX, o país aumentou a participação pública na indústria do petróleo. Além disso, foram elevadas as alíquotas de impostos e os royalties sobre projetos novos e existentes, bem como determinada a participação majoritária da PDVSA em todos os projetos de petróleo. Em decorrência da certificação de novas reservas da Faixa do Orinoco, em especial, aquelas provenientes do Bloco Carabobo, a Venezuela se tornou o país com a maior reserva de petróleo no mundo no final da década de 2000. Em 2019, o valor estimado era de 303,8 bilhões de barris (BP, 2020).

O marco regulatório da Venezuela baseia-se na Constituição, na Lei de Hidrocarbonetos Orgânicos (Lei Orgánica de Hidrocarburos - LOH) e na Lei e regulação de Hidrocarbonetos Gasosos (Lei Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos – LOHG). O direito e a administração dos reservatórios de óleo e gás em território venezuelano são de responsabilidade do Governo Federal por meio dos artigos 12 e 146 da Constituição do país. No que tange a E&P, ao longo dos anos, em especial no início da década de 1990, diferentes arranjos comerciais foram desenvolvidos com o uso de Contratos de Serviços de Operação (Convênios Operativos)<sup>6</sup>, Contratos de Associação Estratégica em Orinoco, Convênios de Comercialização de Orimulsión, com vistas a promover o desenvolvimento das reservas do país.

Atualmente, existem dois regimes, além do de total exclusividade da PDVSA. Para a exploração de petróleo, considerando a LOH, empresas privadas somente podem desempenhar atividades de exploração e produção se associadas por meio de *joint venture* com a PDVSA e afiliadas, sob determinadas condições<sup>7</sup>. No caso da exploração de gás, sob a LOHG, atividades relacionadas ao gás natural não associado podem ser exercidas por empresas privadas por meio de concessão. (GARANTÓN-BLANCO, 2020).

Observa-se que a Venezuela, por motivos diversos<sup>8</sup>, vem apresentando reduções significativas em sua produção de petróleo, decaindo de um patamar de 3,4 milhões b/d em 1998 para 0,8 milhões b/d em 2019 (BP, 2020). Caso o cenário do país não reverta sua capacidade ou atratividade de investimento na indústria petrolífera, o patamar de produção da Venezuela tende a seguir reduzindo no longo prazo.

## 2.8 Argentina

A indústria argentina de petróleo e gás natural começou a se desenvolver há mais de 100 anos, com as descobertas na Bacia Golfo San Jorge, no sul do território. Em 2019, a produção argentina total de petróleo foi de 0,5 milhão b/d, de líquidos de gás natural, de 0,1 milhão b/d, e de gás natural, de 114 milhões de m<sup>3</sup>/d (BP, 2020).

A lei nº 24.076/1992 (marco regulatório – Lei do Gás Natural) e a lei 24.145/1992 (federalização de hidrocarbonetos) introduziram mudanças no setor, incluindo os incentivos à privatização da Gas del Estado (GDE) e da Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF). O processo de abertura do mercado foi caracterizado pela

---

<sup>6</sup> Contratos de serviço puro, o petróleo era entregue à PDVSA, com o pagamento em dinheiro anteriormente estabelecido em contrato.

<sup>7</sup> Entre as condições, a PDVSA e suas afiliadas devem deter participação mínima de 50%.

<sup>8</sup> Uma combinação de queda dos preços do petróleo no mercado internacional em relação ao patamar de 2014, redução do número de plataformas em operação, inadimplência de pagamentos a empresas de serviços de petróleo e a incapacidade de realização de investimentos no setor petrolífero venezuelano conduziram a declínios acelerados na produção.

carência de marcos institucionais e regulatórios adequados, de modo que algumas empresas do setor energético foram privatizadas antes da criação das respectivas agências reguladoras que deveriam dar suporte ao processo (SILVA e LENZ, 2009).

De acordo com a estrutura legal vigente<sup>9</sup>, os objetivos principais do governo argentino são: garantir a autossuficiência em petróleo e gás natural; desenvolver economicamente o país com igualdade social; criar empregos; tornar outros setores econômicos mais competitivos e promover o crescimento sustentável nas províncias (SIBOLDI e FANELLI, 2020).

Por sua importância na indústria argentina de petróleo e gás natural, destaca-se a YPF como o maior produtor de hidrocarbonetos e o principal agente no *downstream*, com 36% do mercado em 2019. Ainda é a quinta maior geradora de energia elétrica no país com 1,8 GW (YPF, 2020). Destaca-se, ainda, a existência de mecanismo preços regulados do petróleo no país, o que em períodos de baixa no valor da commodity é benéfico para o produtor nacional, porém nos demais períodos pode ser limitante para a remuneração deste agente, alterando o perfil e o estímulo ao investimento em exploração (EPE, 2019b).

## 2.9 Bolívia

A indústria petrolífera ganhou importância na Bolívia principalmente em 1921, ano de entrada no país da empresa Standard Oil Company, por meio da compra da empresa boliviana que explorava o petróleo na região do Chaco. A Bolívia iniciou o fornecimento de gás natural ao Brasil em 1999, através do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL). Desde então, o Brasil passou a importar volumes crescentes deste hidrocarboneto da Bolívia, não só pelo GASBOL, mas também pelo Gasoduto Lateral Cuiabá, que teve sua operação iniciada em 2001 (EPE, 2017). A Bolívia, que chegou a produzir 56 milhões de m<sup>3</sup>/d de gás natural nos seus campos terrestres em 2014, produziu 41 milhões de m<sup>3</sup>/d em 2019 (BP, 2020). A produção de petróleo do país não é destacada nas estatísticas mundiais, em função de sua baixa expressividade.

Quanto ao marco legal e regulatório de óleo e gás no País, a Bolívia passou desde 1921 por momentos distintos de nacionalização e entrada de empresas privadas. Em 21 de dezembro de 1936, oficializou-se, através de decreto, a criação da estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para realizar as atividades de E&P no país. Desde a sua fundação, a empresa detinha o direito legal de monopólio, em nome do Estado, sobre as atividades de exploração, produção, refino, transporte, armazenagem e exportação dos hidrocarbonetos bolivianos.

---

<sup>9</sup> Em resumo, os principais dispositivos legais que regem o setor argentino de petróleo e gás natural estão listados a seguir (SIBOLDI e FANELLI, 2020; ENARGAS, 2020): Leis nº 17.319/1967, nº 26.197/2006 e nº 27.007/2014 (diretrizes básicas para E&P); Lei nº 24.076/1992 (transporte e distribuição de gás natural).

Mais recentemente, em uma dinâmica de abertura a empresas privadas, foi sancionado o Decreto nº 29.130/2007, que permitia que a YPFB realizasse associações para a exploração e a produção de hidrocarbonetos desde que sua participação fosse igual ou superior a 51% (Vargas, 2007). Em 2009, a Constituição boliviana foi alterada, modificando o tratamento jurídico para a exploração e a produção em novos campos. Ficou estabelecido que estas atividades se dariam por meio de Contratos de Prestação de Serviços (*prestación de servicios*) firmados entre a YPFB e outras empresas.

A Bolívia possuía, em agosto de 2014, 58 campos em produção sob 41 contratos de operação. Estes possuíam características de campos de gás associado, e eram operados por nove empresas<sup>10</sup>. Em 2014, os investimentos nas atividades de *upstream* foram de US\$ 1,23 bilhão, sendo que 72,5% deste valor veio de empresas privadas e o restante de empresas do governo da Bolívia (YPFB, 2015). A produção de gás natural, neste mesmo ano, foi concentrada por 4 empresas<sup>11</sup>, sendo que elas produziram 95% do total naquele ano.

## 2.10 México

A produção comercial de petróleo mexicano iniciou-se a partir de empresas privadas que posteriormente foram nacionalizadas, em um processo que perdurou da década de 1920 ao fim da década de 1930. A nacionalização da indústria petrolífera mexicana significou uma ruptura com o modelo de investimento privado no setor e o início de um monopólio da Pemex (EPE, 2016).

Na década de 1970, houve um forte processo de incorporação de reservas provadas de petróleo no México, período no qual foi descoberto o Complexo de Cantarell. As mudanças do setor de energia mexicano ocorridas no início da década de 1990 permitiram uma nova intensificação da atividade exploratória buscando o aumento da produção. Tal resultado começou a ser observado já na segunda metade da década de 1990 e culminou em 2004, com a produção de 3,8 milhões b/d, com destaque para o Complexo de Cantarell<sup>12</sup>. A produção mexicana de óleo e condensado, em 2019, foi de 1,7 milhões de b/d e a de gás natural foi de 93,1 milhões de m<sup>3</sup>/d (BP, 2020).

Com o declínio produtivo do complexo de Cantarell, o México deixou o grupo dos dez maiores produtores de petróleo em 2012, ao qual pertencia desde 1980. Em

---

<sup>10</sup> YPFB Andina S.A., YPFB Chaco S.A, Petrobras Argentina, Pluspetrol, Vintage, Matpetrol, Repsol E&P Bolivia, BG Bolivia S.A. e Petrobras Bolivia S.A. (MHE, 2014)

<sup>11</sup> Petrobras Bolívia, Repsol E&P Bolívia, YPFB Andina e YPFB Chaco

<sup>12</sup> o campo teve um papel fundamental na produção mexicana de petróleo durante três décadas: contribuiu com 36,7% da produção nos anos 1980, 40,8% nos anos 1990 e 50,4% entre 2000-2010 (EPE, 2016)

função do declínio, foram feitas rodadas de licitações dos contratos integrais em 2011 e 2012, para poços maduros *onshore* nas regiões sul e norte e, em 2013, para Chicontepec<sup>13</sup>. As condições oferecidas não foram capazes de atrair as grandes *majors* para os contratos, apenas empresas menores e empresas de serviços. Isso, contudo, não seria suficiente para reverter a tendência de queda na produção mexicana (EPE, 2016).

Em 2013, deu-se início uma importante e ampla proposta de reforma do setor energético mexicano, cuja aprovação ocorreu em dezembro do mesmo ano. Após 75 anos de monopólio estatal, a abertura do setor foi um marco histórico para o país (EPE, 2016). O novo Marco Regulatório Mexicano de 2013 trouxe novas perspectivas para o setor de petróleo e gás natural do México, com a redução no número de impostos e nas alíquotas que incidem sobre as rendas petrolíferas, além da adoção de termos favoráveis para o setor, atraindo os investidores privados, nacionais e estrangeiros.

## 2.11 Considerações finais

O panorama internacional do segmento *onshore* indica que, em grande parte dos países produtores mundiais de petróleo e gás natural, os recursos naturais localizados no subsolo são de propriedade do Estado e sua exploração ocorre em diferentes formas de associação com empresa petrolífera estatal. Um modelo distinto de aproveitamento econômico é o dos Estados Unidos, onde o solo e o subsolo são considerados um todo indivisível, de tal forma que os direitos dos recursos minerais do subsolo são propriedade do dono da superfície. A existência dessa estrutura regulatória favoreceu recentemente crescimento expressivo da produção de petróleo no país, que ocorreu ao amparo da atuação de empresas privadas.

Algumas experiências dos principais países produtores de petróleo e gás natural da América Latina aproximam-se do modelo em que os recursos naturais localizados no subsolo são de propriedade do Estado e sua exploração ocorre em diferentes formas de associação com empresa petrolífera estatal. Ocorreram, contudo, mudanças nesse cenário. Na Argentina, a *Yacimientos Petroliferos Fiscales* (YPF), principal empresa petrolífera do país, foi privatizada em 1992, em que pesem subsistirem mecanismos de controle de preço do petróleo no país que prejudicam a sinalização de escassez e a orientação de produção e investimento eficientes. Outra tentativa de aproximação de um modelo de aproveitamento econômico mais ancorado no investimento privado ocorreu no México, que em 2013 encerrou o monopólio estatal no setor de petróleo e implementou outra série de iniciativas que atraiu investidores privados nacionais e estrangeiros.

---

<sup>13</sup> Três das seis áreas de Chicontepec não tiveram interessados.

No Brasil, as iniciativas recentes são igualmente de atração da iniciativa privada para a exploração de petróleo e gás natural. É o caso dos processos de desinvestimento da Petrobras na atividade de produção em terra e de derivados, com a venda de parte dos ativos de refino até dezembro de 2021, como se detalha ao fim da próxima seção deste documento.

### 3. MERCADO BRASILEIRO *ONSHORE*

O objetivo é apresentar as principais características do arcabouço normativo e da estrutura de mercado do segmento *onshore* no Brasil. Essas características são fundamentais para a análise de questões relacionadas à concorrência para o referido segmento.

A Lei do Petróleo (Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997) estabeleceu um novo marco regulatório para as atividades de petróleo e gás, com a criação, em seu Art. 7º, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), responsável pela regulação do setor de petróleo e gás natural e, em seu Art. 2º, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), cujo objetivo é formular políticas e diretrizes de energia para o país.

A Lei do Petróleo conferiu à ANP um amplo espectro de regulação atinente à indústria petrolífera nacional e, conseqüentemente, ao mercado de exploração e produção de áreas terrestres (MEPAT), abrangendo temas que serão abordados nesta seção:

- i. o levantamento dos dados técnicos e definição dos blocos exploratórios;
- ii. o processo licitatório para outorga dos contratos de concessão de exploração, desenvolvimento e produção, bem como o de oferta permanente de áreas;
- iii. as regras de conteúdo local e de pesquisa, desenvolvimento e inovação;
- iv. a gestão dos contratos de concessão, o que inclui:
  - a. fases de exploração e fase de produção;
  - b. medição da produção, cálculo e apuração dos valores das participações governamentais;
  - c. a transferência (cessão), no todo ou em parte, de contratos de exploração e produção;
  - d. a segurança operacional das atividades de exploração e produção, bem como o descomissionamento das instalações;

As subseções a seguir discorrem sobre como os itens listados são tratados no arcabouço infralegal sob competência da ANP para regular as atividades de E&P, sintetizadas na figura adiante, com foco no MEPAT.

**Figura 1: As atividades de E&P na cadeia de valor da indústria petrolífera**



Fonte: MACHADO, Maria Eliane Lima Moraes. A Indústria Upstream de Petróleo & Gás no Brasil e seus Aspectos Histórico-Econômicos: Atuais Benefícios e Entraves do Regime Aduaneiro Especial Repetro. Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento. Edição 03. Ano 02, Vol. 01. pp 468-565, Junho de 2017. ISSN:2448-0959 <https://www.nucleodoconhecimento.com.br/administracao/aspectos-historico-economicos>

### 3.1.1 Levantamento de dados e definição de blocos exploratórios

A Resolução ANP nº 757/2018 regulamenta as atividades de aquisição e processamento de dados, elaboração de estudos e acesso aos dados técnicos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural nas bacias sedimentares brasileiras. Os dados técnicos das bacias sedimentares brasileiras são obtidos por: i) empresas concessionárias, cessionárias ou contratadas em seus respectivos blocos exploratórios e campos de produção; ii) empresas de serviços (Empresas de Aquisição de Dados - EADs), mediante autorização da ANP; e iii) ANP, em seus estudos para definição de blocos exploratórios.

O concessionário, contratado ou cessionário e as empresas de serviços (Empresas de Aquisição de Dados - EADs) autorizadas a realizar a aquisição, processamento ou estudo de dados técnicos devem comunicar à ANP cada operação de aquisição, processamento ou estudo de dados técnicos que for realizada, com um dia de antecedência do início das atividades (pelo sítio I-Engine).

Além disso, qualquer pessoa física ou jurídica pode acessar dados públicos armazenados no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), que dispõe, por exemplo, de informações sobre poços, sísmicas e levantamentos não sísmicos e geoquímicos. O acesso poderá ser realizado por solicitações eventuais ou por meio da assinatura do Termo de Adesão ao BDEP, com preços e condições diferenciadas de acesso.

Os dados mencionados subsidiam a definição de blocos exploratórios e servem de base para os interessados modularem suas propostas no certame licitatório para a concessão dos mesmos. No caso da definição de blocos, seguem-se ainda as diretrizes específicas originadas pelo CNPE. No processo de seleção são excluídas as áreas com restrições ambientais e localizadas além do limite tecnológico corrente. São buscadas áreas geologicamente atrativas, áreas com quantidade adequada de dados geológicos e geofísicos para permitir uma avaliação mais acurada do potencial petrolífero, áreas que foram alvos dos levantamentos geológicos e geofísicos da ANP e áreas com fatos novos e relevantes capazes de despertar o interesse das companhias petrolíferas. As nomeações recebidas pelas concessionárias também são analisadas no momento de escolha das áreas.

A avaliação geológica das áreas selecionadas para oferta no leilão consiste em um estudo detalhado do potencial petrolífero e exploratório, incluindo mapeamento sísmico e delimitação de estruturas. Todos os dados existentes e disponíveis no BDEP são empregados no estudo. A Instrução Normativa ANP nº 2/2020 estabelece o procedimento a ser adotado para a indicação e a delimitação dos blocos exploratórios ofertados nas rodadas de licitações para exploração e produção de petróleo e gás natural.

### **3.1.2 Licitações para exploração e produção de petróleo e gás natural**

Uma das formas de entrada de agentes econômicos no setor de E&P ocorre por meio das rodadas de licitações. Uma vez definidos os blocos exploratórios, a União realiza leilões (licitações) para conceder o direito de explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil. A ANP é responsável pela contratação, assinando com os concessionários, em nome da União, os contratos para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no Brasil.

As rodadas são preparadas pela ANP a partir das diretrizes do CNPE. É com base nessas orientações que a ANP realiza os estudos e indica as áreas com as características determinadas pelo CNPE, que, após aprová-las, autoriza a Agência a realizar as rodadas. A partir da publicação da Resolução do CNPE que autoriza a rodada, a ANP publica o pré-edital e a minuta do contrato, os quais são objeto de consulta e audiência pública.

A rodada ocorre em sessões abertas ao público, em geral em um. As empresas inscritas (sozinhas ou em consórcio) depositam suas ofertas, dentro de um envelope lacrado, em uma urna transparente, devendo conter oferta de bônus de assinatura e PEM (Programa Exploratório Mínimo). A Resolução ANP nº 18/2015 regulamenta os procedimentos para as licitações de blocos para concessão das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

O CNPE estabeleceu um calendário plurianual de rodadas de licitação para exploração e produção de petróleo e gás natural. Até o momento há autorização para rodadas de concessão até 2021. Vale apontar que a diretoria da ANP suspendeu temporariamente a realização da 17ª Rodada de Licitações de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural, no regime de concessão, que estava prevista para ocorrer este ano.

Uma nova forma de seleção pública de agentes para desenvolver as atividades em tela é o processo de oferta permanente. Consiste na oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução) e blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à Agência.

Após a divulgação das áreas em estudo e conforme forem sendo obtidas as diretrizes ambientais das áreas, as mesmas serão incluídas no rol de áreas em oferta mediante realização de Audiência Pública para cada conjunto a ser incluído.

Os blocos exploratórios selecionados para a Oferta Permanente estão localizados em bacias de diferentes ambientes e modelos exploratórios, incluindo blocos em bacias de novas fronteiras e blocos em bacias de elevado potencial. Os objetivos almejados são ampliar as reservas e a produção brasileira de petróleo e gás natural, ampliar o conhecimento das bacias sedimentares, descentralizar o investimento exploratório no Brasil, fixar empresas nacionais e estrangeiras no País, assim como oferecer oportunidades a pequenas e médias empresas.

As áreas com acumulações marginais selecionadas para a Oferta Permanente estão localizadas em bacias maduras e têm o objetivo de oferecer oportunidades e aumentar a participação de empresas de pequeno e médio porte nas atividades de exploração ou reabilitação e produção de petróleo e gás natural em bacias densamente exploradas, possibilitando a continuidade dessas atividades nas regiões onde exercem importante papel socioeconômico.

### **3.1.3 Gestão dos contratos de concessão**

Após as rodadas de licitação de blocos, os contratantes iniciam a fase de exploração e, posteriormente, desenvolvimento e produção dos campos. A ANP é responsável por fiscalizar todos os contratos, etapa por etapa, o que é feito de forma interdisciplinar, envolvendo diversas unidades organizacionais da Agência.

A Resolução ANP nº 17/2015 aprovou o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção, o Regulamento Técnico da Revisão do Plano de Desenvolvimento de Campos de Grande Produção e o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento de Campos de Pequena Produção.

Por seu turno, a Resolução ANP nº 699/2017 estabeleceu os procedimentos para codificação e definição do resultado e do status de poços perfurados durante as Fases de Exploração e de Produção dos Contratos de Concessão, Cessão Onerosa e Partilha de Produção, restringindo-se a poços perfurados para exploração e produção de hidrocarbonetos, estocagem subterrânea de gás natural, ou com objetivos especiais correlatos, bem como estabeleceu os requisitos de envio dos documentos para acompanhamento das atividades realizadas em poços.

A ANP vem adotando medidas de aprimoramento regulatório na gestão dos contratos de concessão, relacionados ao setor de Petróleo e Gás Natural, de modo a tornar as rodadas de licitações mais atraentes, estimular novos investimentos e destravar projetos em andamento. Na sequência, além de serem destacadas algumas dessas medidas, serão pontuados procedimentos e normas regulatórios em cada tema apresentado.

### **3.1.3.1 Conteúdo Local**

Os contratos firmados pela ANP com as empresas vencedoras nas rodadas de licitações incluem a cláusula de conteúdo local, que incide sobre as fases de exploração e desenvolvimento da produção. De acordo com essa cláusula, parte dos bens e serviços adquiridos para atividades de exploração e produção no Brasil deve ser nacional. Além disso, deve ser assegurada preferência à contratação de fornecedores brasileiros sempre que suas ofertas apresentarem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes aos dos outros fornecedores também convidados a apresentar propostas.

O dispositivo contratual tem o objetivo de incrementar a participação da indústria brasileira de bens e serviços, em bases competitivas, nos projetos de exploração e desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural. O resultado esperado da aplicação da cláusula é o impulso ao desenvolvimento tecnológico, a capacitação de recursos humanos, e a geração de emprego e renda nesse segmento.

A Resolução ANP nº 27/2016 estabeleceu a periodicidade, a formatação e o conteúdo dos Relatórios de Conteúdo Local relativos à Cláusula intitulada Conteúdo Local dos Contratos de Concessão a partir da sétima Rodada de Licitações. A Resolução CNPE nº 07/2017, definiu o novo modelo de conteúdo local a ser aplicado nas rodadas de licitação. Além de deixar de ser considerado como fator de pontuação das ofertas nas rodadas de licitação, houve simplificação dos compromissos e redução dos percentuais mínimos. Para blocos em terra, são exigidos apenas compromissos globais para a fase de exploração e para a etapa de desenvolvimento da produção, ambos de 50%.

Por fim, como medida de aprimoramento regulatório, a Resolução ANP nº 726/2018 regulamentou os mecanismos contratuais de isenção (*waiver*), ajuste e transferência de excedente, além de permitir a possibilidade de aditamento dos contratos com novas exigências de conteúdo local.

Os pedidos de isenção são aplicáveis para casos de inexistência de fornecedor nacional, preço ou prazo excessivo, ou nova tecnologia, e devem ser submetidos a consulta pública para que todas as partes interessadas tenham oportunidade de se manifestar. Já o aditamento da cláusula de conteúdo local foi facultado para todos os contratos em vigor, com efeitos para as fases não encerradas.

### **3.1.3.2 Fases de Exploração e Produção**

No âmbito da Fase de Exploração, a gestão dos contratos abrange a verificação permanente do atendimento das obrigações decorrentes dessa fase, que tem como objetivo descobrir e avaliar jazidas de petróleo e/ou gás natural.

O contrato estabelece um prazo, usualmente dividido em períodos exploratórios, durante o qual o concessionário ou contratado deve desenvolver atividades exploratórias de geologia e geofísica (por meio, por exemplo, da aquisição de dados sísmicos, gravimétricos, magnetométricos, geoquímicos, perfuração e avaliação de poços), visando ao maior conhecimento das bacias sedimentares brasileiras, em especial do bloco adquirido. Nesta fase, os agentes devem cumprir o Programa Exploratório Mínimo (PEM), corresponde às atividades exploratórias a serem obrigatoriamente cumpridas pelo concessionário.

Nesta fase, geralmente, o concessionário ou contratado realiza as avaliações de descobertas e, caso conclua pela viabilidade econômica, declara a comercialidade das áreas, apresentando à ANP uma Declaração de Comercialidade, com a consequente criação de um campo de petróleo ou gás. Caso não haja interesse econômico, o concessionário ou contratado realiza a devolução, parcial ou integral, das áreas para a União. A Resolução ANP nº 817/2020, detalhada no item 3.2.4.6, regulamenta esse procedimento.

A Resolução ANP nº 30/2014 estabeleceu o Regulamento Técnico do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo ou Gás Natural (PAD) que, define o objetivo, o conteúdo e a forma de apresentação do documento e define e especifica o conteúdo do Relatório Final de Avaliação de Descobertas de Petróleo e Gás Natural (RFAD). Esses documentos devem ser enviados à ANP para aprovação.

Por fim, como medida de melhoria regulatória, a Resolução ANP nº 708/2017 prorrogou a fase de exploração, pelo prazo de dois anos, dos contratos de concessão da 11ª e 12ª Rodadas de Licitações. Essa extensão permitirá que investimentos sejam aplicados na continuidade da execução do PEM.

Já a Fase de Produção é 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. A fase de produção divide-se em duas etapas:

Etapa de desenvolvimento: quando toda a infraestrutura necessária à efetiva produção do campo é implantada. Neste momento são realizadas, por exemplo, a perfuração dos poços produtores, a instalação das plataformas de petróleo e a construção dos gasodutos e oleodutos que escoarão a produção.

Etapa de produção: quando, com toda a infraestrutura já instalada, o campo passa a produzir petróleo e/ou gás para abastecer o mercado. Esta etapa é a mais longa de todo o ciclo de vida de um campo de petróleo, podendo se estender por décadas a depender da capacidade produtiva do campo.

O Plano de Desenvolvimento (PD) abrange todo o ciclo de vida do campo de petróleo, constituindo-se em importante instrumento regulatório. Por meio dele, a empresa contratada informa à ANP sua estratégia para o desenvolvimento e o gerenciamento da produção do campo. O PD consolida o planejamento de longo prazo para as operações e investimentos no campo. Descreve o modelo geológico da área do campo e as bases de projeto das instalações a serem implantadas; prevê a curva de produção de fluidos; fixa diretrizes de segurança e meio ambiente para a implantação, a operação e a desativação do sistema de produção e escoamento; e apresenta os aspectos econômicos do projeto.

A ANP pode solicitar modificações antes de aprová-lo e, após a aprovação, ele passará a ser de cumprimento obrigatório pelo contratado. Durante toda a vigência da fase de produção do campo, a ANP fiscalizará a observância dos parâmetros previstos no PD. O acompanhamento da execução das atividades previstas no plano de desenvolvimento se faz por meio dos Programas Anuais de Trabalho e Orçamento (PAT). A Resolução ANP nº 17/2015 estabelece os conteúdos e procedimentos para a produção do PD.

A Resolução ANP nº 47/2014, por sua vez, inseriu o Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas<sup>14</sup> de Petróleo e Gás natural, definindo termos relacionados aos recursos e reservas, e estabelecendo diretrizes para a elaboração do Boletim Anual de Recursos e Reservas (BAR).

A partir do momento em que o campo começa a produzir, fica sujeito a procedimentos adicionais de acompanhamento e fiscalização, como o Boletim Mensal da Produção (BMP), que informa os volumes produzidos por cada campo; o Programa Anual de Produção (PAP), em que se discriminam as previsões de produção e a movimentação de petróleo, gás natural, água, fluidos especiais e resíduos

---

<sup>14</sup> Estimativa do volume de petróleo ou gás natural dos reservatórios que pode ser produzido em determinado momento, pois a tecnologia necessária para extraí-lo está disponível e o preço a que o produto está sendo comercializado é alto o suficiente para cobrir seus custos de produção.

oriundos do processo de produção de cada campo e; a Medição da Produção, feita por sistemas construídos de acordo com regulamentos e normas específicos da ANP e do Inmetro e que irão monitorar toda a vida produtiva do campo. As formas de envio do PAT e o PAP estão dispostas, respectivamente, na Portaria ANP nº 123/2000 e na Portaria ANP nº 100/2000.

Um importante instituto presente na fase de produção é o da Individualização da Produção (ou Unitização). Eventualmente, reservatórios ou jazidas podem se estender por mais de um bloco exploratório, sendo seus recursos detidos, algumas vezes, por mais de uma empresa contratada. Nesse cenário tem-se o que a Teoria Econômica classifica como uma falha de mercado decorrente de direitos de propriedade mal definidos (ou mesmo indefinidos), podendo ocorrer um dilema indesejável do ponto de vista social: a exploração predatória dos recursos, o que é comumente conhecido como a “Tragédia dos Comuns”. De forma bem sintética podemos resumir o efeito trágico como sendo o consumo do bem por um agente que objetiva maximizar seu resultado individual gerando uma externalidade negativa àqueles que também fizessem uso comum do bem. Como resultado, todos os agentes que se utilizassem do recurso contribuiriam para um resultado social inferior.

Nestas situações, é importante que os diferentes contratados trabalhem em conjunto para produzir da maneira mais racional e eficiente possível os recursos dessas jazidas compartilhadas.

A solução para racionalizar a produção nestas circunstâncias é o procedimento de individualização da produção ou unitização. Resumidamente, os contratados envolvidos negociam um Acordo de Individualização da Produção (AIP), no qual ficam estabelecidas, entre outras coisas, a participação de cada um na produção daquela jazida e quem será o operador do campo, ou seja, o responsável por conduzir as atividades de produção, que serão executadas de maneira unificada.

A ANP atua como mediadora do processo de individualização da produção e, além de fiscalizar o cumprimento do cronograma de negociações, garante que a harmonização dos termos dos contratos de concessão dos campos envolvidos se dará sem afronta ao interesse público, preservando-se o cumprimento dos compromissos de conteúdo local e de pagamento de royalties e outras participações.

Há ainda outros instrumentos utilizados para a Individualização da Produção, cada um específico para atender diferentes cenários, como o Compromisso de Individualização da Produção (CIP) e a Anexação de Áreas.

Por seu turno, a Resolução nº 698/2017, estabeleceu mudanças na regulação dos procedimentos de individualização da produção em situações em que as jazidas de petróleo e gás natural se estendam para áreas não contratadas, enquanto a Resolução ANP nº 817/2020, detalhada no item 3.2.4.6, regulamenta os procedimentos para a devolução de áreas na fase de produção.

### **3.1.3.4. Participações governamentais**

As Participações Governamentais constituem, no caso dos royalties, uma compensação financeira devida à União aos estados, ao DF e aos municípios beneficiários pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro, ou seja, uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos não renováveis; e, no caso da participação especial, uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural para campos de grande volume de produção.

A Resolução ANP nº 12/2014 estabelece os procedimentos para a apuração, pelos concessionários das atividades de produção de petróleo, gás natural ou ambos, da participação especial.

A Resolução ANP nº 703/2017 estabelece os critérios para fixação Preço de Referência do Petróleo (PRP) produzido mensalmente em cada campo. O PRP adotado para o cálculo das participações governamentais (royalties e outras participações) é calculado mensalmente pela ANP pela média mensal do preço do petróleo tipo Brent, em dólares por barril, ao qual se incorpora um diferencial de qualidade. Sua unidade de medida é reais por metro cúbico.

A Resolução ANP nº 40/2009, por sua vez, disciplina os critérios de fixação do preço de referência do gás natural (PRGN) produzido nos campos objeto de concessão pela ANP. O PRGN adotado para o cálculo das participações governamentais é calculado mensalmente pela ANP pelo somatório dos produtos das frações volumétricas do gás natural que, após seu processamento, podem ser obtidas (condensado de gás natural, gás liquefeito de petróleo e gás processado), pelos correspondentes preços. Sua unidade de medida é reais por metro cúbico.

Não obstante, a ANP aprovou recentemente a primeira redução na alíquota de royalties sobre a produção incremental em campo maduro. Tal decisão está lastreada pela Resolução ANP nº 749/2018, que regulamentou o procedimento para conceder, a pedido do operador, e desde que comprovado o benefício econômico para os entes federados, redução de royalties para até 5% (cinco por cento) sobre a produção incremental de campos maduros.

Além os Royalties e das Participações especiais, a Lei do Petróleo estabelece o pagamento, pelos concessionários, de uma participação sobre o valor do petróleo e do gás natural produzido aos proprietários das terras onde são realizadas as atividades de exploração e produção.

O valor da participação a ser distribuída entre os proprietários de terra é apurado mensalmente, multiplicando-se percentual, entre 0,5% e 1%, sobre a receita bruta de produção (a mesma utilizada para apuração de royalties) em cada poço localizado em terras do proprietário.

### **3.1.3.5. Cessão dos contratos de concessão**

É permitida a cessão, no todo ou em parte, de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, preservando-se o objeto e as condições contratuais, desde que o cessionário atenda a requisitos técnicos, econômicos e jurídicos. A autorização para a cessão de contrato, bem como para a prática dos atos de fusão, cisão e incorporação, mudança de operadora e substituição ou isenção de garantia de performance será precedida de processo administrativo de cessão.

A Resolução ANP nº 785/2019 disciplina o processo de cessão de contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural, a constituição de garantias sobre direitos emergentes desses contratos, bem como a alteração do controle societário de concessionárias ou contratadas.

As sociedades empresárias interessadas devem encaminhar pedido de autorização à ANP para: (i) cessão de contrato; (ii) fusão, cisão ou incorporação de concessionária; (iii) mudança de operadora de contrato de concessão; e (iv) substituição ou isenção de garantia de performance.

Após análise técnica dos integrantes do Comitê de Avaliação de Proposta de Parceria – CAPP - órgão interno colegiado da ANP, o pedido de cessão é encaminhado à Diretoria Colegiada da ANP, com recomendação do CAPP para aprovação ou denegação do pedido.

### **3.1.3.6. Segurança operacional, meio ambiente e descomissionamento**

Uma das competências da ANP é estabelecer e fiscalizar regras para que as empresas reguladas garantam a utilização das melhores práticas de engenharia na proteção da saúde humana e do meio ambiente durante a condução de suas atividades, tanto durante a vigência do contrato de concessão, quanto após seu encerramento, com a devolução das áreas contratadas.

O regime de Segurança Operacional utilizado no Brasil é alinhado com os mais modernos do mundo e tem base em normas adotadas em países como Noruega e Reino Unido, além do aprendizado adquirido em incidentes anteriores. Com foco predominantemente preventivo e não prescritivo, visa alcançar o ambiente ideal para a prevenção de acidentes.

Para as instalações terrestres, as normas passíveis de fiscalização pela ANP a serem cumpridas pelas empresas concessionárias constam do Regulamento Técnico do Sistema de Gerenciamento da Integridade (SGI), previsto pela Resolução ANP nº 2/2010, que instituiu o Regime de Segurança Operacional para Campos Terrestres de Produção de Petróleo e Gás Natural.

Não obstante, a ANP está habilitada a dar suporte na identificação de práticas que não estejam em acordo com as regras da Agência e que gerem impactos ambientais decorrentes das atividades concedidas. Nas atividades terrestres, a ANP fiscaliza gasodutos, oleodutos e os campos de produção de óleo e gás. Os órgãos estaduais de meio ambiente são responsáveis pela emissão das licenças ambientais.

Além disso, a ANP mantém parcerias fundamentais com a Marinha do Brasil, com o Ibama e com os órgãos ambientais estaduais para abranger todos os aspectos da segurança operacional das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

A Resolução ANP nº 817/2020 modernizou o arcabouço regulatório sobre o tema, revogando as Resoluções ANP nº 27/2006, 28/2006 e 25/2014, consolidando em um único dispositivo o descomissionamento de instalações de exploração e produção de petróleo e gás natural, do procedimento de devolução de áreas à ANP e da alienação e reversão de bens.

A referida Resolução definiu, dentre outros aspectos, que a ANP poderá colocar em Oferta Permanente os campos em terra em processo de devolução, a partir de 24 meses antes da data prevista para o término da produção, para que haja uma transição de operadores sem interrupção da produção.

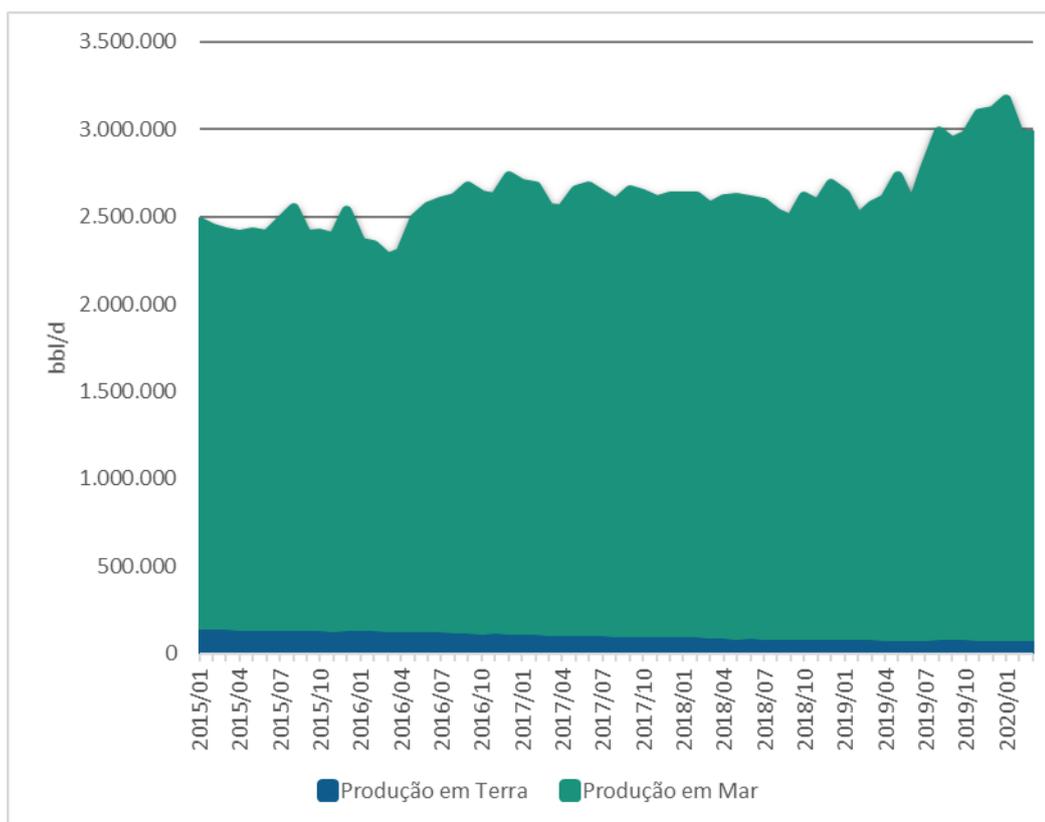
Dentre outras inovações trazidas pela Resolução, destacam-se metodologias modernas, como (i) a apresentação de uma avaliação comparativa das alternativas de descomissionamento, necessária à justificativa para os casos em que a remoção de instalações marítimas possa ser não recomendável; (ii) a adequada definição dos requisitos e do escopo das ações de recuperação ambiental; (iii) a apresentação de memorial descritivo do projeto de auxílios à navegação; e (iv) a apresentação de plano de monitoramento após o descomissionamento.

Outro aspecto importante da Resolução é a antecipação da submissão de documentos e da avaliação dos escopos. A proposta é que os Programas de Descomissionamento de Instalações (PDIs) sejam submetidos à ANP pelo menos cinco anos antes do encerramento da produção para os campos marítimos e dois anos para os campos terrestres, dando maior previsibilidade ao mercado, a fim de que se preparem para disponibilizar os recursos de infraestrutura necessários e serviços associados.

### **3.2 Principais aspectos da estrutura de mercado**

No ano de 2019, a produção média de petróleo brasileira foi de cerca de 2.8 milhões de barris/dia, dos quais 104 mil barris/dia foram produzidos em campos terrestres (Gráfico 1), representando apenas 3,7% da produção total do país. O próximo gráfico ilustra circunstância.

**Gráfico 1: Produção de petróleo no Brasil por localização (bbl/d)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP – Extraídos em 22/05/20  
([www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural](http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural))

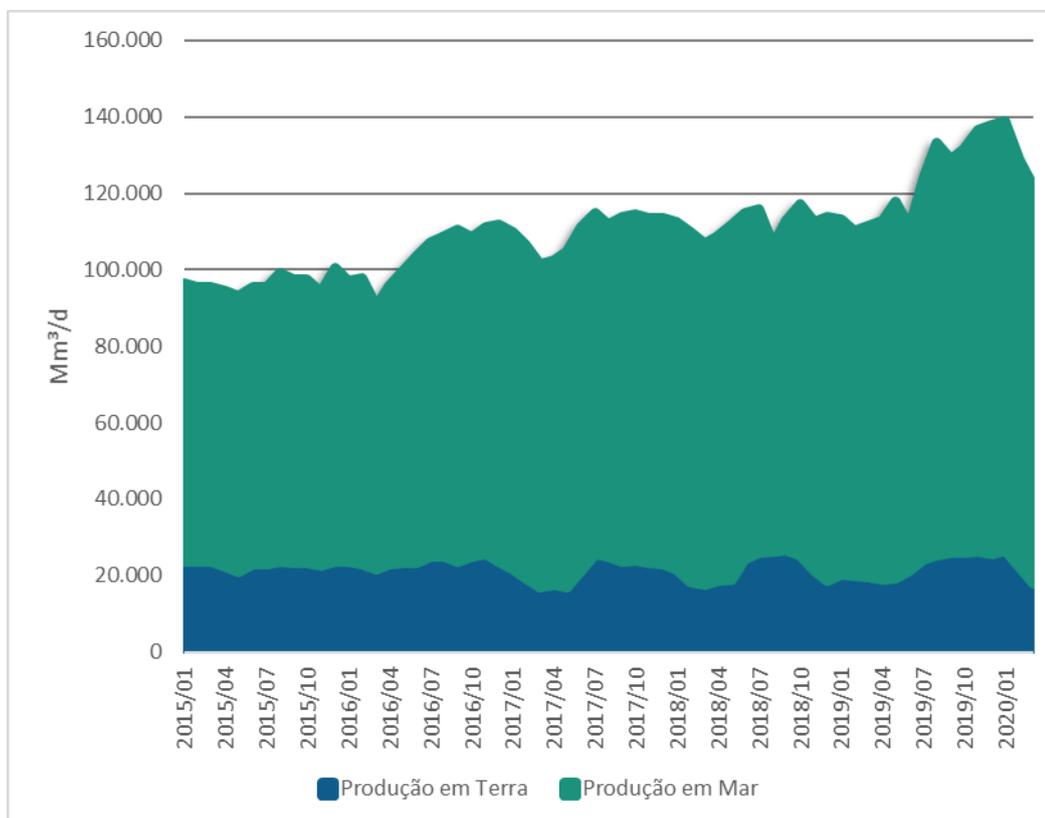
A produção terrestre de petróleo no Brasil vem reduzindo sua participação relativa ao longo dos anos, caindo sistematicamente ao longo de todo o período demarcado entre os anos de 2015 e princípio de 2020. Nesse período, a produção de petróleo terrestre caiu cerca de 40%, saindo de um patamar de 164 mil barris/dia, em janeiro 2015, para 97 mil barris/dia, em março de 2020.

A observação do Gráfico anterior, por sua vez, indica que a produção terrestre de gás natural tendeu a variar muito, especialmente no período compreendido entre fevereiro de 2017 e março de 2020. Enquanto em maio de 2017 a produção de gás natural alcançou o patamar mínimo de 16.796 Mm<sup>3</sup>/dia, em janeiro de 2020 a produção atingiu seu cume, registrando 26.707 Mm<sup>3</sup>/dia.

Cabe destacar que, conforme demonstrado no Gráfico 2, o gás natural terrestre possui maior relevância na produção total do país, quando comparado ao petróleo *onshore*. Em 2019, por exemplo, a produção média brasileira de gás natural foi de 122.430 Mm<sup>3</sup>/dia, dos quais 22.715 Mm<sup>3</sup>/dia foram oriundos de áreas terrestres, representando uma participação média de cerca de 19% da produção total

do país, enquanto, no mesmo ano, a participação do petróleo *onshore* na produção total desse energético foi inferior a 4% conforme exposto no Gráfico 2.

**Gráfico 2: Produção de gás natural no Brasil por localização (Mm<sup>3</sup>/dia)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP – Extraídos em 22/05/20 ([www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural](http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural))

Enquanto em ambos os gráficos apresentados anteriormente pode-se perceber claramente um forte acréscimo da produção de petróleo e gás natural em campos marítimos a partir de meados de 2019, a produção terrestre aparece, no mesmo período, declinante ou estagnada.

Esse panorama, em grande medida, é justificado pela política de investimento do maior *player* do mercado, a Petrobras, que respondeu, em 2019, por mais de 90% da produção total de petróleo no Brasil. A produção *onshore* da empresa, no mesmo ano, correspondeu a cerca de 95% de todo o petróleo terrestre produzido no país e, a aproximadamente 83% de todo o gás natural de extração terrestre.

O plano de negócios da Petrobras 2018-2022, já previa a realização de 58% dos investimentos em exploração e produção no pré-sal. O plano estratégico para o quadriênio 2020-2024 reforça o direcionamento da atuação da empresa para

atividades de E&P em águas profundas e ultraprofundas.<sup>15</sup> Como destacado no plano, a empresa anunciou a instalação de 13 novas plataformas até 2024 e o investimento de U\$20 bilhões na Bacia de Campos, com a expectativa de produzir 1 milhão de barris/dia ao final deste período. Dos U\$75 bilhões em investimentos previstos pela Petrobras no Plano de Negócios<sup>16</sup>, cerca de 59% serão direcionados para a exploração do petróleo do pré-sal<sup>17</sup>. Segundo a previsão de desinvestimentos da empresa, a Petrobras cederá sua participação em 212 campos, dos quais 142 são *onshore*<sup>18</sup>.

Embora os desinvestimentos previstos no plano variem entre U\$20-30 bilhões para o período 2020-2024, já em 2019 a companhia tornou pública a venda da totalidade de suas participações dos campos terrestres do Polo Lagoa Parda (ES), assim como sua intenção de alienar as participações em oito blocos exploratórios na Bacia do Recôncavo. Também neste ano a alienação da totalidade de 34 campos terrestres no Rio Grande do Norte foi concluída, havendo ainda a publicação de oportunidades para a venda de participações em dois blocos terrestres na Bacia do Espírito Santo e em mais dois blocos na Bacia de Sergipe-Alagoas.<sup>19</sup>

Em 2020, a Petrobras assinou com a Eagle Exploração de Óleo e Gás Ltda. contrato para a venda de 100% de suas participações em quatro campos terrestres, localizados na Bacia de Tucano (BA).<sup>20</sup>

Essa política de investimentos da Petrobras vem ocorrendo, no mínimo, desde 2014, conforme demonstram os gráficos a seguir, retirados do Orçamento de Investimentos da empresa.

---

<sup>15</sup> Petrobras. **Aprovamos Plano Estratégico 2020-2024**. In: Fatos e Dados–28/Nov/2019. Disponível em < <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/aprovamos-plano-estrategico-2020-2024.htm>>.

<sup>16</sup> Petrobras. **Plano Estratégico 2020-2024**. In: Conheça os principais pontos do nosso Plano Estratégico. Disponível em < <https://petrobras.com.br/pt/quem-somos/plano-estrategico/>>.

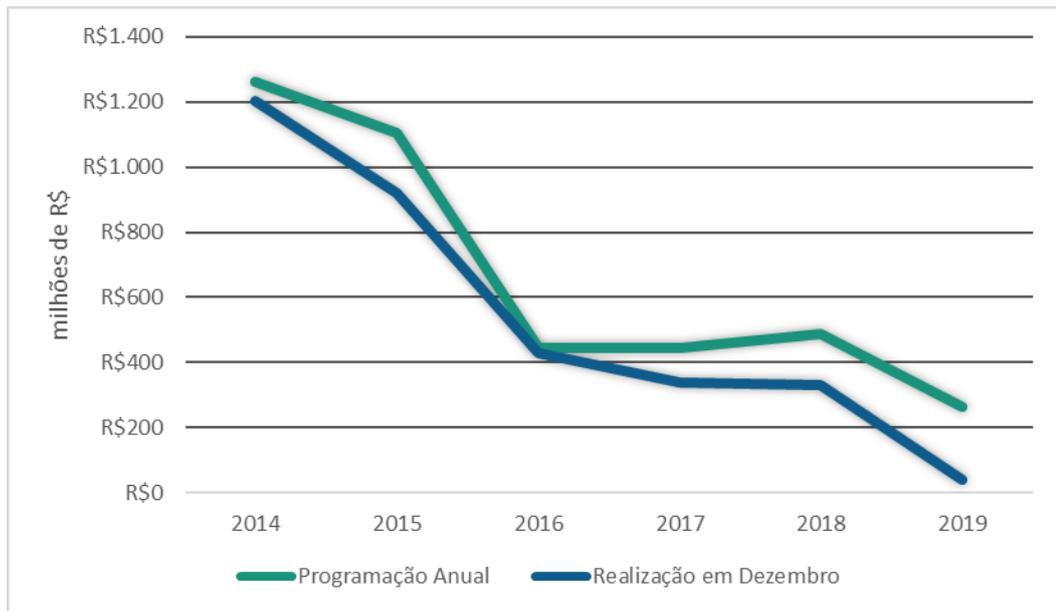
<sup>17</sup> EPE - Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo e Gás – Número 07. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-226/topico-508/7%20Boletim%20de%20Conjuntura%20da%20Ind%C3%BAstria%20do%20C3%93leo%20e%20G%C3%A1s.pdf>>.

<sup>18</sup> MME, Ministério de Minas e Energia. REATE 2020 – Programa de Revitalização da Atividade de E&P no Brasil. 38ª edição do Seminário “Os Motores do Desenvolvimento”. Disponível em <[http://www.mme.gov.br/documents/78404/0/Semin\\_Motores\\_Developimento\\_REATE\\_2020\\_RN\\_v18+%281%29.pdf/0fb6ad2b-a6cc-bd13-4061-14bbe2d705a7](http://www.mme.gov.br/documents/78404/0/Semin_Motores_Developimento_REATE_2020_RN_v18+%281%29.pdf/0fb6ad2b-a6cc-bd13-4061-14bbe2d705a7)>.

<sup>19</sup> EPE - Boletim de Conjuntura da Indústria do Óleo e Gás – Número 07. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-226/topico-508/7%20Boletim%20de%20Conjuntura%20da%20Ind%C3%BAstria%20do%20C3%93leo%20e%20G%C3%A1s.pdf>>

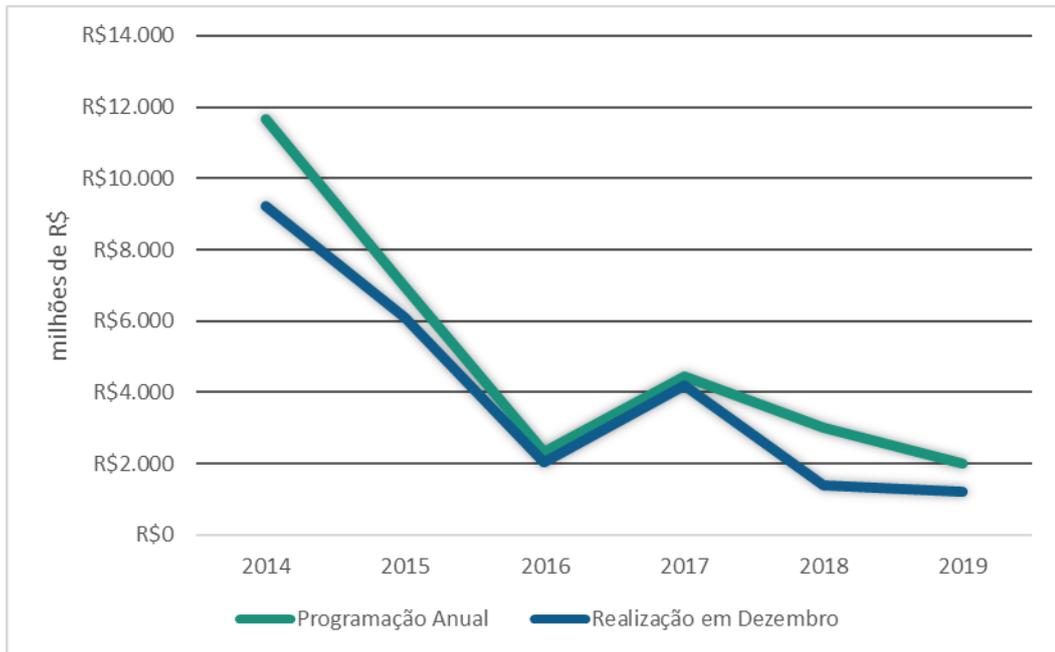
<sup>20</sup> O fechamento da transação aguarda aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e da ANP. (EPE. Fatos Relevantes da Indústria do Óleo e Gás. Edição n.º 09 – março de 2020. Disponível em < [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-410/topico-472/Fatos%20Relevantes%20da%20Ind%C3%BAstria%20do%20C3%93leo%20e%20G%C3%A1s%20-%20Mar%C3%A7o\\_2020.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-410/topico-472/Fatos%20Relevantes%20da%20Ind%C3%BAstria%20do%20C3%93leo%20e%20G%C3%A1s%20-%20Mar%C3%A7o_2020.pdf)>

**Gráfico 3: Exploração de petróleo e gás natural em bacias sedimentares terrestres – nacional (milhões de R\$)**



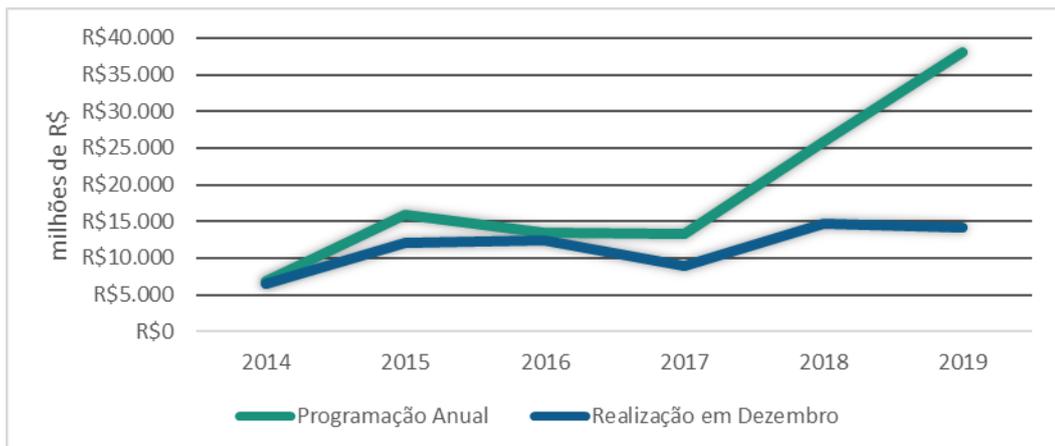
Fonte: Elaboração própria com dados do Portal da Transparência da Petrobras (<http://transparencia.petrobras.com.br/despesas/orcamento-investimento>)

**Gráfico 4 : Exploração de petróleo e gás natural em bacias sedimentares marítimas – nacional (milhões de R\$)**



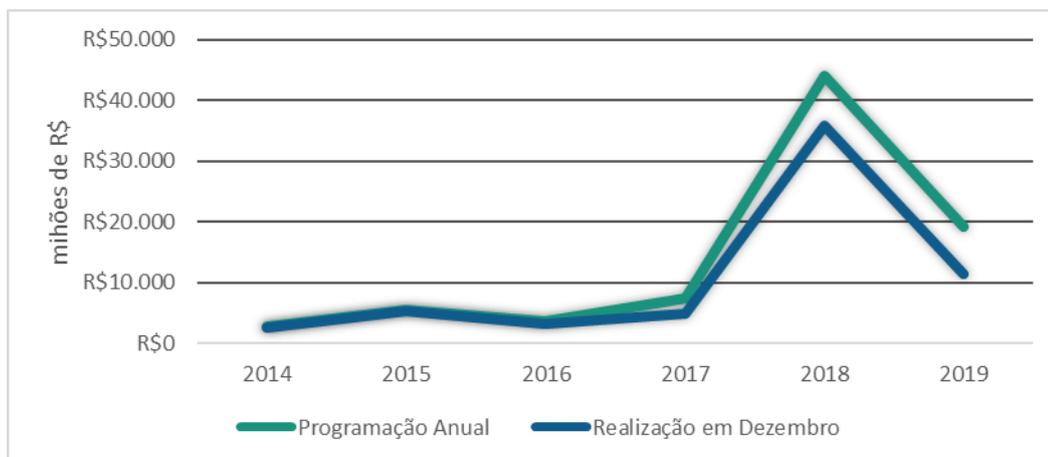
Fonte: Elaboração própria com dados do Portal da Transparência da Petrobras (<http://transparencia.petrobras.com.br/despesas/orcamento-investimento>)

**Gráfico 5: Desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural pré-sal – nacional (milhões de R\$)**



Fonte: Elaboração própria com dados do Portal da Transparência da Petrobras (<http://transparencia.petrobras.com.br/despesas/orcamento-investimento>)

**Gráfico 6: Desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural cessão onerosa<sup>21</sup> – nacional (milhões de R\$)**



Fonte: Elaboração própria com dados do Portal da Transparência da Petrobras (<http://transparencia.petrobras.com.br/despesas/orcamento-investimento>)

Em consonância com a queda contínua de investimentos em bacias sedimentares terrestres, conforme demonstrado por meio do Gráfico 3, notou-se uma significativa redução do número de poços terrestres ativos. Se em janeiro de 2015 existam 8.288 poços em atividade no país, em março de 2020 este quantitativo tinha se reduzido para 6.544, configurando uma redução de 21% no número total de poços ativos. Da mesma forma, o número de poços perfurados também tendeu a cair.

Enquanto em 2015 foram perfurados 555 poços, em 2018 o número de poços perfurados foi apenas 22% deste quantitativo, caindo para 122.<sup>22</sup> Quanto ao número de poços exploratórios, por exemplo, os quais figuravam em torno de 85 em 2015, em março 2020 foram registrados apenas 15 em atividade.<sup>23</sup>

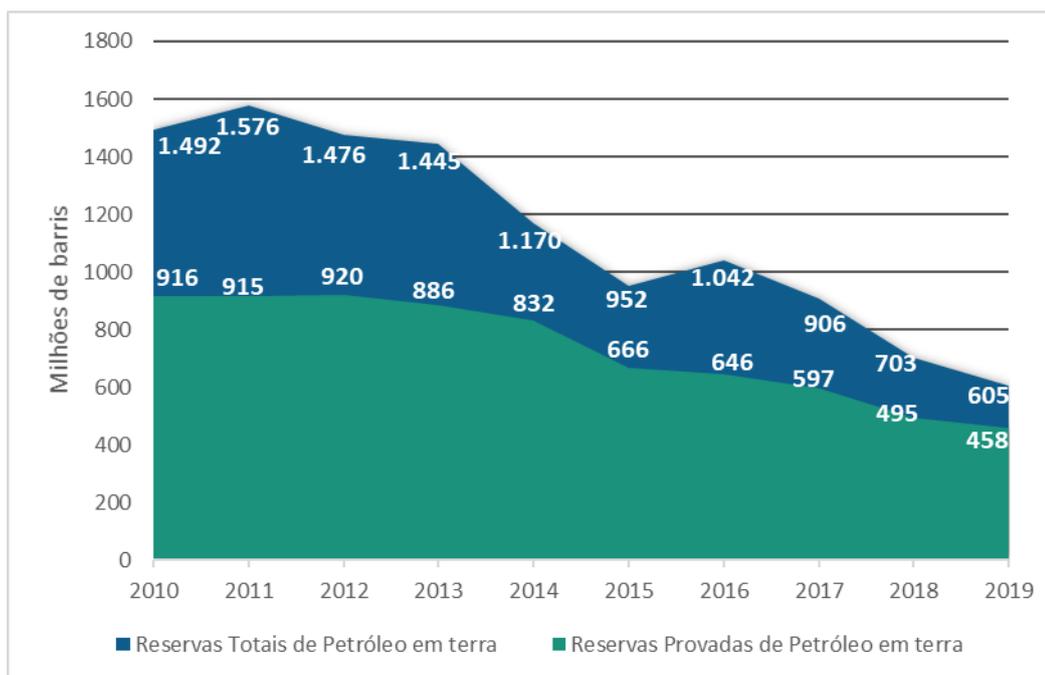
<sup>21</sup> Criada em 2010, a operação da cessão onerosa trata de blocos cedidos pela União à Petrobras para exercer o direito de atividades de exploração e produção em áreas do Pré-Sal, limitadas ao volume máximo de 5 bilhões de barris de petróleo e gás natural. Durante a exploração foi descoberto a existência de volumes recuperáveis de hidrocarbonetos superiores ao previsto em contrato, principalmente nos Campos de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, sendo denominados por volumes excedentes da cessão onerosa. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset\\_publisher/pdAS9IcdBICN/content/resolucao-do-cnpe-estabelece-diretrizes-para-licitacao-do-volume-excedente-da-cessao-onerosa?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Ftodas-as-noticias%3Fp\\_p\\_id%3D101\\_INSTANCE\\_pdAS9IcdBICN%26p\\_p\\_lifecycle%3D0%26p\\_p\\_state%3Dnormal%26p\\_p\\_mode%3Dview%26p\\_p\\_col\\_id%3Dcolumn-1%26p\\_p\\_col\\_count%3D1%26\\_101\\_INSTANCE\\_pdAS9IcdBICN\\_cur%3D11%26\\_101\\_INSTANCE\\_pdAS9IcdBICN\\_keywords%3D%26\\_101\\_INSTANCE\\_pdAS9IcdBICN\\_advancedSearch%3Dfalse%26\\_101\\_INSTANCE\\_pdAS9IcdBICN\\_delta%3D30%26p\\_r\\_p\\_564233524\\_resetCur%3Dfalse%26\\_101\\_INSTANCE\\_pdAS9IcdBICN\\_andOperator%3Dtrue](http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9IcdBICN/content/resolucao-do-cnpe-estabelece-diretrizes-para-licitacao-do-volume-excedente-da-cessao-onerosa?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.mme.gov.br%2Fweb%2Fguest%2Ftodas-as-noticias%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_count%3D1%26_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_cur%3D11%26_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_keywords%3D%26_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_advancedSearch%3Dfalse%26_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_delta%3D30%26p_r_p_564233524_resetCur%3Dfalse%26_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_andOperator%3Dtrue)

<sup>22</sup> Fonte: Anuário Estatístico ANP - 2019

<sup>23</sup> Fonte: Dados de exploração e produção – SIGEP/ANP

Nessa mesma linha, as reservas provadas<sup>24</sup> nacionais de petróleo e gás natural localizadas em terra tiveram redução de 31% e de 4%, respectivamente, no período compreendido entre 2015 e 2019. Os Gráficos 7 e 8 apontam para evidente declínio ao longo dos anos, tanto das reservas totais, quanto das reservas provadas.

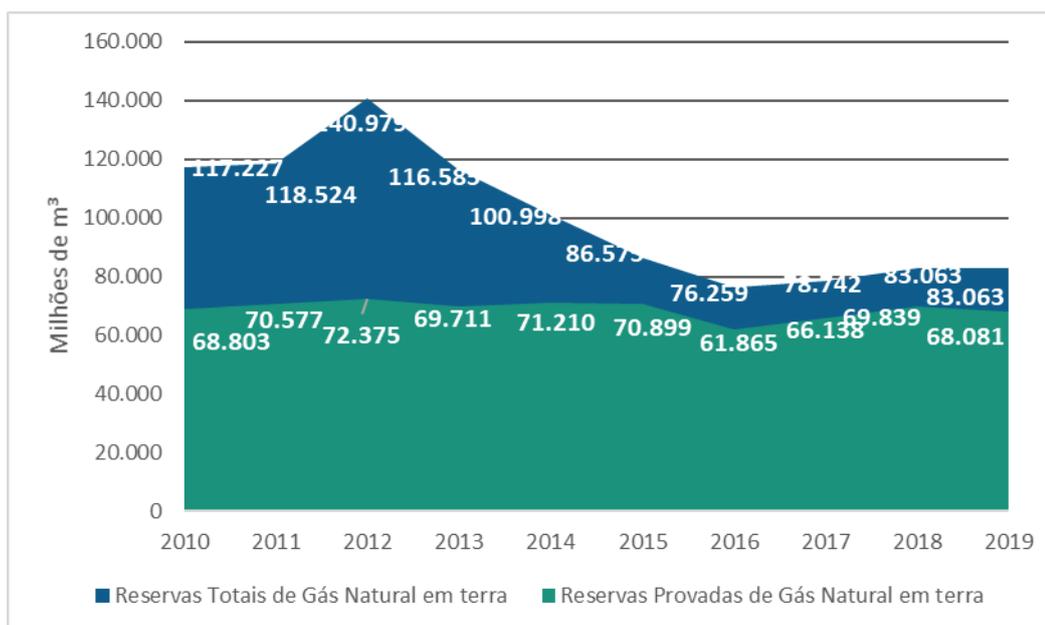
**Gráfico 7: Reservas totais e provadas de petróleo terrestre— (milhões de barris)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados preliminares do Anuário Estatístico ANP 2020

<sup>24</sup> As reservas provadas indicam a quantidade de petróleo ou gás natural que análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, na data de referência do BAR, de Reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. De acordo com Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural – ANP, disponível em <<http://www.anp.gov.br/arquivos/dados-estatisticos/reservas/boletim-reservas-2019.pdf>>

**Gráfico 8: Reservas totais e provadas de gás natural terrestre (milhões de m³)**



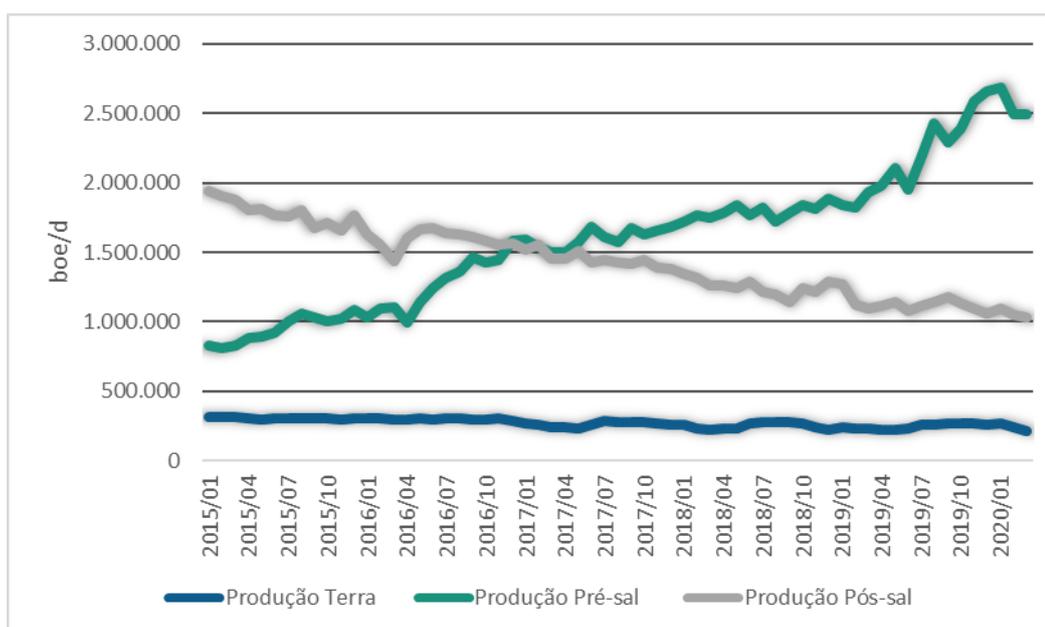
Fonte: Elaboração própria a partir de dados preliminares do Anuário Estatístico ANP 2020

Vale ressaltar ainda que, em 2019, as reservas provadas de petróleo em terra corresponderam a 3,6% da totalidade das reservas provadas de petróleo em todos os ambientes. No caso do gás natural terrestre, suas reservas provadas equivaleram a 18,7% do total do país.

Diante desse cenário de privilegiar o emprego de recursos no pré-sal, em detrimento dos investimentos em áreas terrestres e no pós-sal, tem-se que, em termos de barril de petróleo equivalente<sup>25</sup>, enquanto a produção média de petróleo terrestre e dos campos marítimos do pós-sal variaram negativamente em todos os anos do período considerado na análise, a produção média de petróleo oriundo dos megacampamentos do pré-sal cresceu ininterruptamente até atingir as máximas registradas em 2019.

<sup>25</sup> Unidade de energia baseada na energia aproximada liberada pela queima de um barril de óleo. O “boe” também é utilizado como forma de combinar as reservas e a produção de petróleo e gás natural numa única medida de equivalência energética.

**Gráfico 9 : — Petróleo Equivalente por Ambiente (boe/dia)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP – Extraídos em 22/05/20  
([www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural](http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural))

Diante da lacuna deixada pelo maior *player* do segmento, a responsabilidade pela continuidade dos investimentos de extração de petróleo e gás natural em áreas terrestres tem recaído sobre as pequenas e médias empresas do setor, denominadas independentes. Essas empresas, que em 2019 e 2020 compuseram em torno de 30 agentes em atividade, tenderam a aumentar a representatividade relativa de suas produções de O&G no mercado terrestre nacional, especialmente no caso da produção de petróleo.

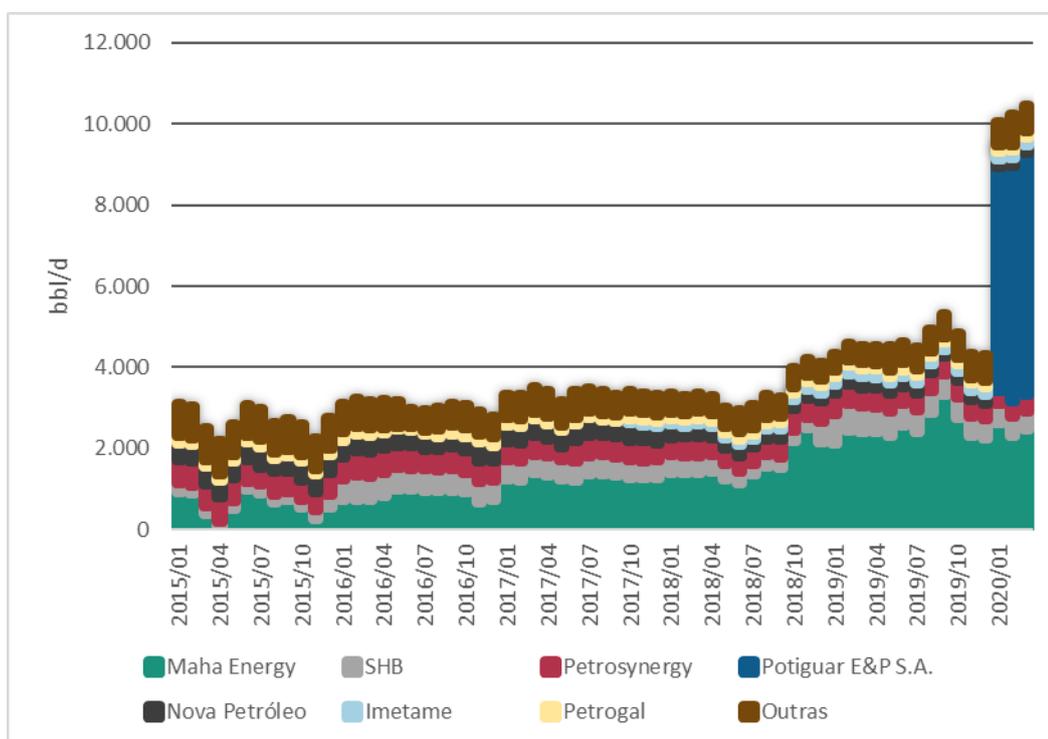
Enquanto em 2015 as petroleiras independentes eram responsáveis, em média, por cerca de 1,7% da produção total de petróleo terrestre, produzindo cerca de 2.6 mil barris por dia, em 2019 essas empresas compuseram, em média, aproximadamente 4,54% da produção *onshore* total do país, chegando a atingir o patamar máximo de cerca de 10,8% de participação sobre o total dessa produção, em março de 2020, quando as companhias independentes foram responsáveis por aproximadamente 10 mil barris de petróleo por dia. Isso significa que a Petrobras, detentora de cerca de 98,3% da produção total de petróleo terrestre do país em 2015, teve uma queda de participação da ordem de 9 p.p. deste ano até março de 2020.

Ao excetuarmos a Petrobras dos números de produção de petróleo por concessionário, é possível obter uma visualização mais conveniente da realidade atual do mercado das produtoras independentes de óleo e gás terrestre. Nesse sentido, a produção das sete concessionárias mais produtivas no período

compreendido entre janeiro de 2019 e março de 2020, (em ordem decrescente: Maha Energy, Potiguar E&P S.A., SHB, Petrosynergy, Nova Petróleo, Imetame e Petrogal Brasil), correspondeu a cerca de 90% do total produzido por todas as petroleiras independentes, (entre 27 e 31 agentes em atividade neste período).

No Gráfico 10, percebe-se uma ligeira tendência de crescimento da produção de barris de petróleo por dia entre as empresas de pequeno e médio porte até o crescimento súbito constatado em 2020, em grande medida associado aos desinvestimentos da Petrobras no *onshore*, realizados no ano de 2019.

**Gráfico 10: Produção de petróleo terrestre por concessionário independente (bbl/d)**

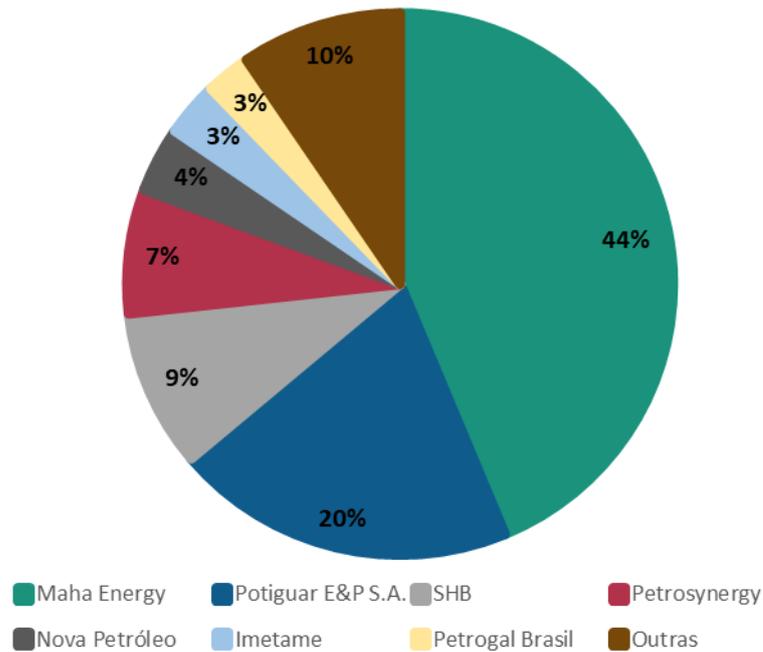


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP – Extraídos em 22/05/20  
 (www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural)

Ademais, a configuração de mercado predominante no período supracitado, entre os produtores independentes, caracterizou-se pela hegemonia da empresa Maha Energy na maior parte do período. Como concessionária, a produção da empresa, de origem sueca, chegou a representar quase 63% de toda a produção das pequenas e médias companhias do segmento *onshore*, em setembro de 2019. A partir de 2020, no entanto, com o início da produção da Potiguar E&P S.A., subsidiária da PetroRecôncavo com atuação no Rio Grande do Norte, a hegemonia da Maha Energy começou a retroceder. Já em janeiro de 2020 sua participação reduziu-se em 26 p.p., saindo de 52% (em dezembro de 2019) para 26% sobre a produção

total das produtoras independentes. Neste momento, a produção da Potiguar E&P S.A. foi de 5.5 mil barris/dia, cerca de 55% do total produzido pelas empresas independentes. Essa mudança é justificada pelo fato de a Potiguar E&P S.A. ter adquirido, de uma só vez, os campos do Polo “Riacho da Forquilha”, enquanto que a Maha permaneceu apenas com os seus dois campos originais.

**Gráfico 11: Participação da produção acumulada das principais produtoras independentes de petróleo em campos terrestres: janeiro de 2019 a março de 2020 (%)**



Nota: A produção total no período foi de 1.5 milhão bbl/d

Fonte: Elaboração própria com dados da ANP – Extraídos em 22/05/20

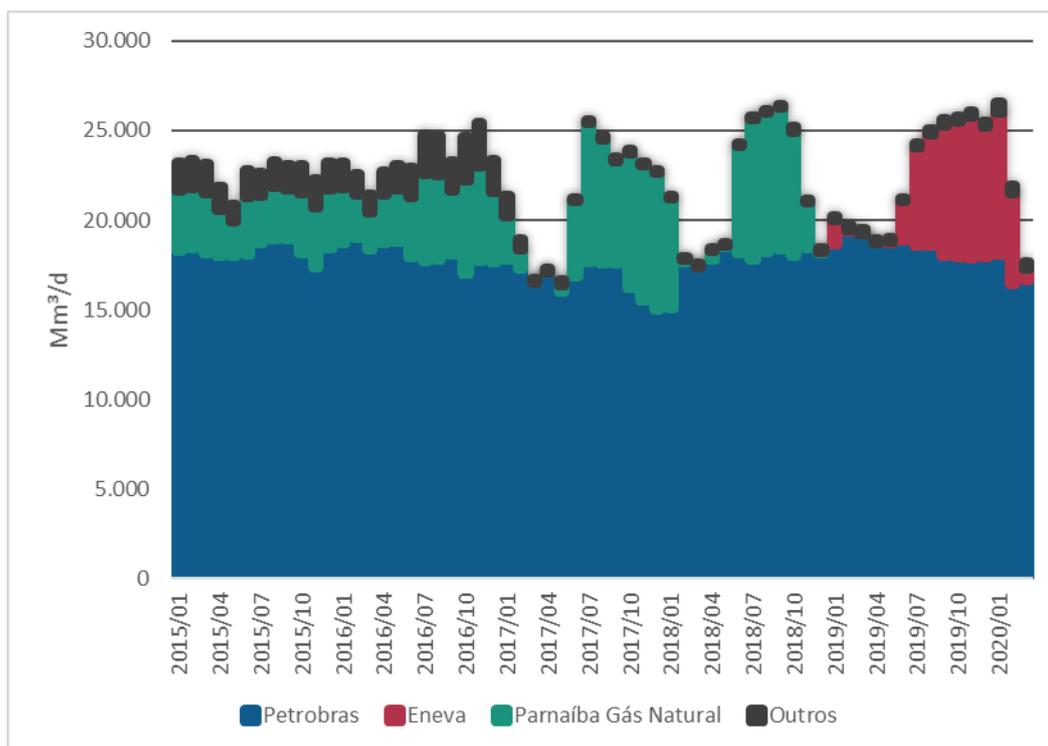
([www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural](http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural))

No caso da produção terrestre de gás natural, embora a participação média das produtoras independentes seja mais elevada do que no caso do petróleo, a excessiva intermitência na produção de alguns agentes tendeu a gerar, por alguns períodos, baixa participação relativa dos pequenos produtores.

A título ilustrativo, enquanto em dezembro de 2017 os produtores independentes alcançaram participação de 34% sobre o total de gás natural extraído em áreas terrestres, puxados majoritariamente pela produção da Parnaíba Gás

Natural<sup>26</sup>, a qual respondia, à época, por cerca de 98% de toda a produção destes agentes, dois meses depois, em fevereiro de 2018, a participação dos pequenos produtores decresceu até o patamar de 2% sobre o total de gás natural produzido em terra no país, acompanhando, o declínio dessa mesma empresa, cuja produção de gás tende a variar de acordo com a demanda exigida pelo Complexo Termelétrico Parnaíba.<sup>27</sup>

**Gráfico 12: Produção de gás natural terrestre por concessionário (Mm<sup>3</sup>/d)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP – Extraídos em 22/05/20  
([www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural](http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural))

Conforme pode ser observado por meio do Gráfico 12, no período compreendido entre janeiro de 2019 e março de 2020, a produção total de gás natural terrestre foi de 337.029 Mm<sup>3</sup>/d, enquanto a produção total do mesmo produto pelos produtores independentes, (entre 23 e 27 agentes em atividade), foi de 63.680 Mm<sup>3</sup>/d, configurando uma participação média por parte destes agentes de cerca de 19% neste intervalo.

<sup>26</sup> Ao final de 2018, os acionistas da Eneva aprovaram em assembleia geral extraordinária a incorporação integral da subsidiária Parnaíba Gás Natural. Nesta operação, a PGN foi extinta, sendo sucedida pela Eneva em todos seus direitos e obrigações.

<sup>27</sup> Conjunto de parques térmicos de geração de energia situados na cidade de Santo Antônio dos Lopes, MA.

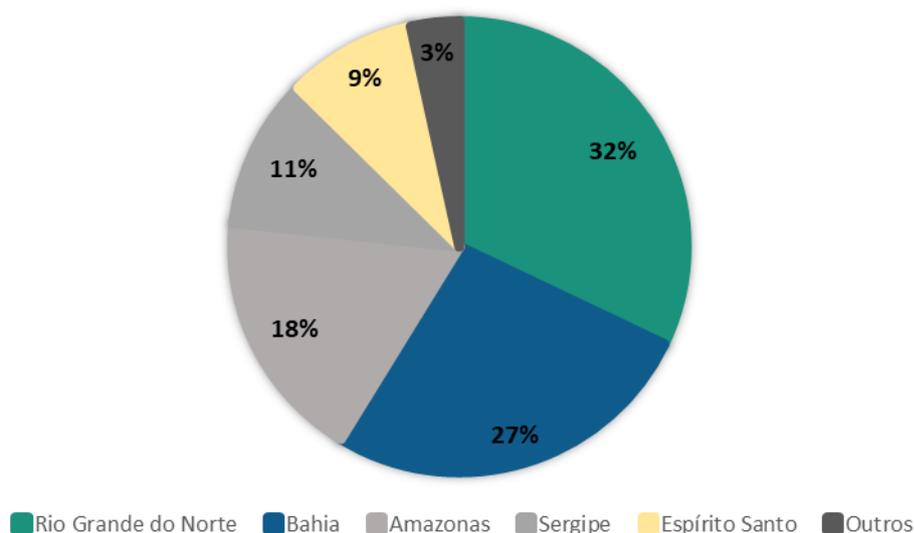
Vale salientar o fato de que, com relação à produção total das empresas independentes, aproximadamente 93% foi oriunda apenas da Eneva, o que a torna a maior operadora privada de gás natural terrestre do país. Essa participação expressiva reflete os problemas de infraestrutura para o escoamento de gás natural produzido no país e o conseqüente sucesso do modelo *gas-to-wire*, como é conhecida a construção de termelétricas próximas ao poço produtor de gás.

### 3.2.1. Distribuição geográfica da produção *onshore*

A produção de petróleo e gás natural terrestre divide-se majoritariamente entre os estados do Rio Grande do Norte, Bahia, Amazonas e Maranhão, mas está presente também nos estados de Alagoas, Ceará, Espírito Santo e Sergipe. Em março de 2020, ela ocorreu por meio de 223 campos produtores.

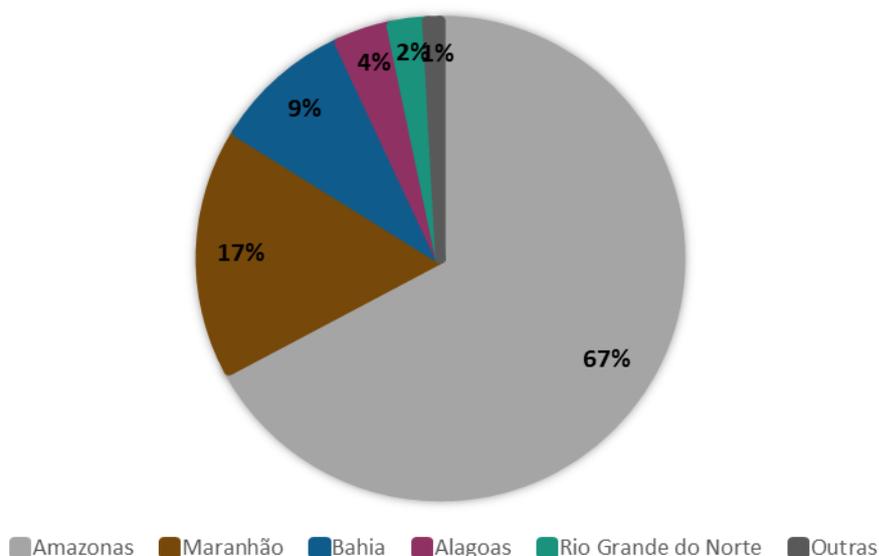
Enquanto o estado do Rio Grande do Norte, atendido pela bacia Potiguar, destaca-se por ser o maior produtor de petróleo em terra, com cerca de 32% de toda a produção nacional, o estado do Amazonas, onde está localizada a bacia do Solimões, desponta com sua enorme produção de gás natural terrestre, sendo origem de 67% de todo gás natural produzido *onshore* no país. Os Gráficos 13 e 14 ilustram a participação dos estados na produção de petróleo e gás natural em terra.

**Gráfico 13: Produção de petróleo em terra em 2019, por estado (%)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP – Extraídos em 22/05/20 ([www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural](http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural))

**Gráfico 14: Produção de gás natural em terra em 2019, por estado (%)**



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP – Extraídos em 22/05/20  
([www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural](http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/painel-dinamico-de-producao-de-petroleo-e-gas-natural))

A quantidade de poços produtores apresenta-se distribuída segundo as bacias indicadas na Tabela 1. O campo de Estreito, na bacia Potiguar, teve o maior número de poços produtores em março de 2020: 1077.

**Tabela 1: Quantidade de poços produtores em áreas terrestres por bacia em 2020**

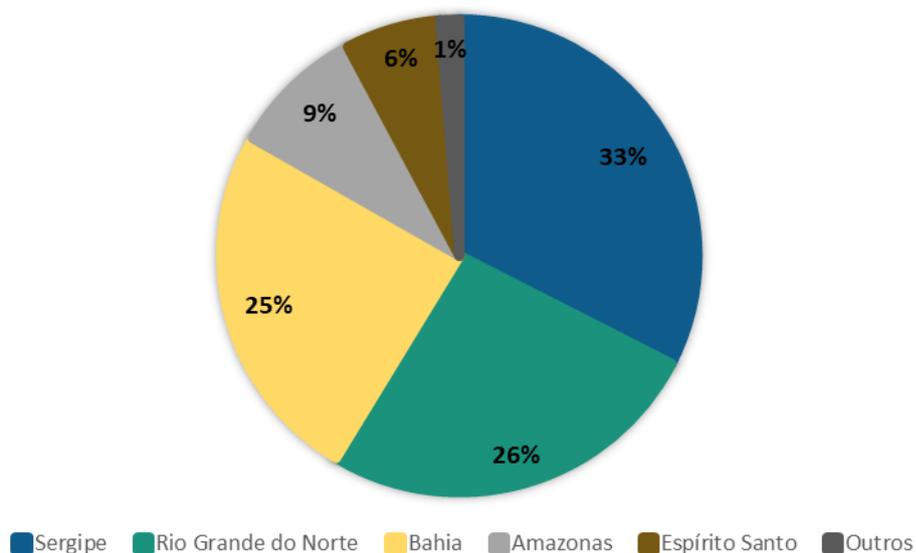
Estado	Bacia	Quantidade de poços em atividade
AL	Alagoas	249
ES	Espírito Santo	362
CE,RN	Potiguar	3715
BA	Recôncavo	1098
SE	Sergipe	1030
AM	Solimões	52
BA	Tucano Sul	8
<b>Total</b>		<b>6514</b>

Fonte: Anp – Dados de poços

Disponível em <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acervo-de-dados>

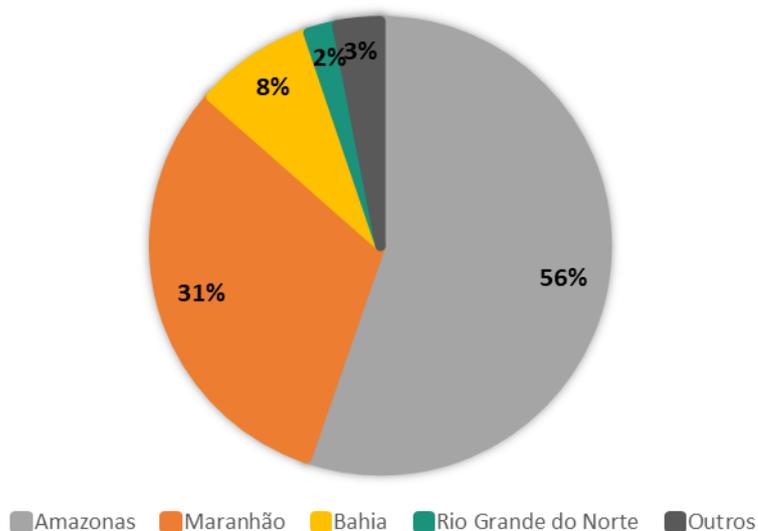
Outro ponto importante a destacar sobre a situação atual do ambiente *onshore* é o nível das reservas existentes em campos terrestres. Em 2019, estas reservas dividiam-se entre os estados brasileiros conforme ilustrado nos Gráficos 15 e 16.

**Gráfico 15: Reservas provadas de petróleo terrestre em 2019, por estado (%)**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados preliminares do Anuário Estatístico ANP 2020

**Gráfico 16: Reservas provadas de gás natural terrestre em 2019, por estado**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados preliminares do Anuário Estatístico ANP 2020

No que se refere à evolução da participação dos estados nas reservas provadas de petróleo terrestre, entre 2015 e 2019, apenas dois não variaram negativamente: Espírito Santo e Maranhão. No tocante ao primeiro estado, suas reservas provadas de petróleo giravam em torno de 21 milhões de barris em 2015, enquanto em 2019 este número subiu para 29,6 milhões de barris (aumento de 41%). Com relação ao segundo caso, deve-se salientar que, até 2012, o Maranhão não detinha nenhuma reserva provada de petróleo. Em 2015, contudo, as reservas provadas deste estado figuraram em torno de 0,06 milhões de barris, e, em 2019, subiram para 0,2 milhões de barris. Este movimento configurou um acréscimo de 239% no quantitativo de reservas provadas no Maranhão, entre 2015 e 2019. As reservas de petróleo deste estado referem-se ao condensado produzido em conjunto com o gás natural não associado, não havendo na região, até esse momento, qualquer produção de óleo.

Quanto ao gás natural *onshore*, as reservas provadas em terra do país caíram 4%, no entanto este número foi suavizado pelo desempenho do estado do Maranhão, que apresentou um crescimento quase ininterrupto em seu nível de reservas provadas.<sup>28</sup> Este estado, por sinal, foi o único a apresentar crescimento em sua quantidade de reservas provadas de gás natural, saindo de um resultado nulo em 2011 para 12.748 milhões de m<sup>3</sup> em 2015, o Maranhão alcançou o patamar de 21.375 milhões de m<sup>3</sup> em reservas provadas de gás natural em terra em 2019, tornando-se o segundo maior estado produtor do país de gás natural neste ambiente. O grande responsável por esta performance foram os investimentos realizados pela Eneva no estado. A empresa, dona do Complexo Termelétrico do Parnaíba, possui nove campos declarados comerciais, com cinco em produção (Gavião Real, Gavião Vermelho, Gavião Branco, Gavião Caboclo e Gavião Azul). Em 2019, a empresa adquiriu seis blocos no primeiro ciclo da Oferta Permanente da ANP.<sup>29</sup>

### 3.3. Considerações finais

Com base nas seções anteriores, observa-se que, o setor de petróleo *onshore* é caracterizado por elevada concentração, tanto na oferta, como na demanda. No entanto, há perspectiva para uma estrutura mais concorrencial. Iniciativas de desinvestimento da empresa dominante do setor, a Petrobras, apresentam um papel fundamental de alteração das características estruturais.

Do lado da oferta, observa-se o processo de desinvestimento da Petrobras em campos de produção *onshore*. Atualmente, a estatal não apresenta como prioridade

---

<sup>28</sup> Excetuando o estado do Maranhão, a quantidade total de reservas provadas de gás natural em terra decresceu quase 20%, saindo de 58.151 milhões de m<sup>3</sup>, em 2015, para 46.706 milhões de m<sup>3</sup>, em 2019.

<sup>29</sup> Eneva. Nossos Negócios: Exploração e Produção. Disponível em <<https://www.eneva.com.br/nossos-negocios/exploracao-e-producao/>>.

em seus planos estratégicos a manutenção de ativos localizados em áreas terrestres. Isso vale particularmente para projetos de investimento na recuperação de campos maduros, que têm sido objeto de planos de desinvestimentos na estratégia de direcionamento de recursos para empreendimentos *offshore*, sobretudo, nos megacampos do pré-sal.

Com início em 2014, a previsão de desinvestimentos contempla um total de 212 campos, sendo 142 campos *onshore*. Esse reposicionamento da empresa tem possibilitado uma tendência de crescimento da produção de petróleo entre as pequenas e médias empresas.

Do lado da demanda, há igualmente iniciativas favoráveis ao desinvestimento estatal que pode mudar o quadro de monopólio existente hoje. É o caso da Resolução CNPE no 9/2019 que estabelece diretrizes para a promoção da concorrência na atividade de refino no país. Dentre essas diretrizes, está a indicação de ser de interesse da política energética a transferência de refinarias potencialmente concorrentes para grupos econômicos distintos.

Em convergência com as diretrizes da Resolução CNPE no 9/2019, foram estabelecidos compromissos de desinvestimento estatal em refino no Termo de Compromisso de Cessação (TCC), que foi celebrado entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e a Petrobras. O acordo prevê a venda de oito empreendimentos de refino da empresa. O desinvestimento tem o potencial de aumentar a competição no segmento de refino, bem como incentivar a realização de investimentos para ampliação da capacidade de processamento de petróleo no Brasil, contribuindo para desconcentrar a demanda do produtor *onshore*, particularmente por englobar refinarias localizadas na Região Nordeste e no Estado do Amazonas, os quais apresentam posição de destaque na produção *onshore*.

Por meio do TCC, há previsão da venda das seguintes refinarias até 31 de dezembro de 2021: Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco; Unidade de Industrialização de Xisto e Refinaria Presidente Getúlio Vargas, ambas no Paraná; Refinaria Landulpho Alves, na Bahia; Refinaria Gabriel Passos, em Minas Gerais; Refinaria Alberto Pasqualini, no Rio Grande do Sul; Refinaria Isaac Sabbá, no Amazonas; e Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste, no Ceará.

As iniciativas de desinvestimento estatal na indústria de petróleo favorecem a construção de um mercado *onshore* mais competitivo, possibilitando o protagonismo do investimento privado em uma estrutura de mercado mais próxima do modelo competitivo. Esse contexto de esforços de desconcentração e atração de investimentos privados para indústria de petróleo e gás natural do país é importante para a análise subsequente das questões de concorrência tratadas pelo Subcomitê.

Isso porque o êxito desses esforços tende a se correlacionar com a segurança jurídica da regulação adiante comentada.

Portanto, vislumbra-se a oportunidade do segmento *onshore* passar para um cenário no qual seja possível o surgimento de um mercado mais competitivo, com mais agentes tanto do lado da oferta, como do lado da demanda, o que tende propiciar ganhos de eficiência econômica e suscitar novos arranjos comerciais e societários. Para tanto, deve-se atentar para que a regulação não restrinja o surgimento desses arranjos e obtenção desses ganhos. É essa a observação realizada ao fim do documento com a indicação de possibilidade de aprimoramento regulatório em prol da concorrência.

## 4. ANÁLISE DE TÓPICOS ABORDADOS PELOS AGENTES

O objetivo é apresentar respostas aos relatos dos agentes – registrados no Anexo deste documento, indicando em que medida os tópicos abordados guardam relação com problemas de concorrência, são tratados em outros Subcomitês do Reate, foram tratados por alguma regulação e, caso não tenham sido, se indicam necessidade de aprimoramento regulatório em prol da competição.

### 4.1 Tributação estadual da atividade *onshore*

A estrutura tributária para petróleo e combustíveis é composta por tributos e impostos federais e estaduais, formando uma complexa cadeia, como se pode verificar na lista dos tributos e contribuições sociais atualmente incidentes sobre as operações envolvendo petróleo e combustíveis<sup>30</sup>:

- i) Imposto sobre Importações (II), quando aplicável;
- ii) Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (ICMS);
- iii) Contribuição para o Programa de Integração Social do Trabalhador e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS/PASEP);
- iv) Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) e;
- v) Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide-combustíveis)

Dos tributos mencionados, o ICMS é o único Imposto sobre Valor Agregado (IVA) ou *value-added tax* (VAT). Os demais tributos, quando aplicáveis, incidem unicamente quando da ocorrência de seus fatos geradores, ao longo da cadeia de produção e comercialização, sem qualquer dedução do montante de imposto já pago nas operações anteriores.

O foco deste capítulo será o ICMS, tributo de responsabilidade dos estados. A Constituição Federal de 1988 trata do ICMS no art. 155. Mais especificamente sobre petróleo e combustíveis a CF dispõe:

*Art. 155. Compete aos Estados e ao Distrito Federal instituir impostos sobre:*

---

<sup>30</sup> Combustíveis no Brasil: Políticas de Preço e Estrutura Tributária. ANP, 2001

*II - operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, ainda que as operações e as prestações se iniciem no exterior;*

*§ 2º O imposto previsto no inciso II atenderá ao seguinte:*

*I - **será não-cumulativo**, compensando-se o que for devido em cada operação relativa à circulação de mercadorias ou prestação de serviços com o montante cobrado nas anteriores pelo mesmo ou outro Estado ou pelo Distrito Federal;*

*II - **a isenção ou não-incidência**, salvo determinação em contrário da legislação:*

*a) **não implicará crédito para compensação** com o montante devido nas operações ou prestações seguintes;*

*b) .....*

*III - **poderá ser seletivo**, em função da essencialidade das mercadorias e dos serviços;*

*...*

*VI - salvo deliberação em contrário dos Estados e do Distrito Federal, nos termos do disposto no inciso XII, "g", **as alíquotas internas, nas operações relativas à circulação de mercadorias e nas prestações de serviços, não poderão ser inferiores às previstas para as operações interestaduais;***

*VII - nas operações e prestações que destinem bens e serviços a consumidor final, contribuinte ou não do imposto, localizado em outro Estado, **adotar-se-á a alíquota interestadual** e caberá ao Estado de localização do destinatário o imposto correspondente à diferença entre a alíquota interna do Estado destinatário e a alíquota interestadual;*

*IX - incidirá também:*

*a) **sobre a entrada de bem ou mercadoria importados do exterior, cabendo o imposto ao Estado onde estiver situado o domicílio ou o estabelecimento do destinatário da mercadoria, bem ou serviço;***

*b) ...*

*X - não incidirá:*

*a) **sobre operações que destinem mercadorias para o exterior, nem sobre serviços prestados a destinatários no exterior, assegurada a manutenção e o aproveitamento do montante do imposto cobrado nas operações e prestações anteriores;***

*b) **sobre operações que destinem a outros Estados petróleo, inclusive lubrificantes, combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, e energia elétrica;***

A norma infraconstitucional que trata do ICMS é a Lei Complementar Nº 87, de 13 de setembro de 1996, conhecida como Lei Kandir. Tal Lei “*dispõe sobre o imposto dos Estados e do Distrito Federal sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e*

*intermunicipal e de comunicação, e dá outras providências*". A Lei Kandir regulamenta os dispositivos da CF/88 sobre ICMS como se segue:

*Art. 1º **Compete aos Estados e ao Distrito Federal instituir o imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, ainda que as operações e as prestações se iniciem no exterior.***

*Art. 2º O imposto incide sobre:*

...

*§ 1º O imposto **incide também:***

*III - **sobre a entrada, no território do Estado destinatário, de petróleo, inclusive lubrificantes e combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, e de energia elétrica, quando não destinados à comercialização ou à industrialização, decorrentes de operações interestaduais, cabendo o imposto ao Estado onde estiver localizado o adquirente.***

*Art. 3º O imposto **não incide** sobre:*

*III - **operações interestaduais relativas a energia elétrica e petróleo, inclusive lubrificantes e combustíveis líquidos e gasosos dele derivados, quando destinados à industrialização ou à comercialização;***

*Art. 6º **Lei estadual poderá atribuir a contribuinte do imposto ou a depositário a qualquer título a responsabilidade pelo seu pagamento, hipótese em que assumirá a condição de substituto tributário.***

*Art. 9º **A adoção do regime de substituição tributária em operações interestaduais dependerá de acordo específico celebrado pelos Estados interessados.***

*§ 1º A responsabilidade a que se refere o art. 6º poderá ser atribuída:*

*I - **ao contribuinte que realizar operação interestadual com petróleo(...);***

*Art. 11. O local da operação ou da prestação, **para os efeitos da cobrança do imposto e definição do estabelecimento responsável, é:***

*I - **tratando-se de mercadoria ou bem:***

*g) **o do Estado onde estiver localizado o adquirente, inclusive consumidor final, nas operações interestaduais com energia elétrica e petróleo, lubrificantes e combustíveis dele derivados, quando não destinados à industrialização ou à comercialização;***

*Art. 12. Considera-se ocorrido **o fato gerador do imposto** no momento:*

*XII - **da entrada no território do Estado de lubrificantes e combustíveis líquidos e gasosos derivados de petróleo e energia elétrica oriundos de outro Estado, quando não destinados à comercialização ou à industrialização;***

Diante do exposto na CF/88 e na Lei Kandir, é possível inferir que nas transações interestaduais de petróleo destinados à industrialização ou à comercialização não incide ICMS. Ou seja, hipoteticamente, se uma refinaria

localizada na Bahia adquirir petróleo de um produtor *onshore* no Rio Grande do Norte, não ocorrerá a incidência de ICMS na transação comercial.

Para mediar as negociações entre os estados e disciplinar os dispositivos presentes na Lei Kandir existe na estrutura do Ministério da Economia o Conselho de Política Fazendária (CONFAZ), colegiado formado pelos secretários de fazenda, finanças ou tributação dos estados e do Distrito Federal, cujas reuniões são presididas pelo Ministro de Estado da Economia. Competindo, precipuamente, ao Conselho, celebrar convênios para efeito de concessão ou revogação de isenções, incentivos e benefícios fiscais e financeiros do ICMS.

Na estrutura do CONFAZ existe a Comissão Técnica Permanente do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - Cotepe/ICMS, que é constituída por representantes do Ministério da Economia e um representante do Distrito Federal e de cada Estado. A Comissão tem por finalidade realizar os trabalhos relacionados com a política e a administração do ICMS, visando ao estabelecimento de medidas uniformes e harmônicas no tratamento do referido imposto em todo o território nacional. Dentre as centenas de convênios elaborados pela COTEPE sobre combustíveis derivados de petróleo, cabe destacar:

03/99 - Dispõe sobre o regime de substituição tributária nas operações com combustíveis e lubrificantes, derivados ou não de petróleo, e outros produtos.

37/00 - Estabelece percentuais de margem de valor agregado para as operações com combustíveis e lubrificantes, derivados ou não de petróleo.

139/01 - Estabelece a forma de cálculo da margem de valor agregado para as operações com gasolina, diesel, querosene de aviação e gás liquefeito de petróleo.

54/02 - Estabelece procedimentos para o controle de operações interestaduais com combustíveis derivados de petróleo e álcool etílico anidro combustível - AEAC.

91/02 - Estabelece percentuais de margem de valor agregado para as operações com combustíveis e lubrificantes, derivados ou não de petróleo.

110/07 - Dispõe sobre o regime de substituição tributária nas operações com combustíveis e lubrificantes, derivados ou não de petróleo e com outros produtos.

142/18 - Dispõe sobre os regimes de substituição tributária e de antecipação de recolhimento do Imposto sobre ICMS com encerramento de tributação, relativos ao imposto devido pelas operações subsequentes.

146/19 - Autoriza as unidades federadas (Alagoas, Amazonas, Bahia, Espírito Santo, Rio Grande do Norte e Sergipe) que menciona a conceder crédito presumido de ICMS nas operações realizadas pelos estabelecimentos que exerçam atividades econômicas de extração de petróleo e gás natural e processamento de gás natural.

Como visto, os convênios destacados dispõem sobre operações com combustíveis e lubrificantes, derivados ou não de petróleo. É esse consumo que constitui a base de arrecadação e usufruto do referido imposto.

O arcabouço legal supracitado demonstra a complexidade da estrutura tributária que incide no setor. Em entrevistas realizadas junto aos agentes do setor, o BNDES levantou alguns problemas referentes à tributação do Setor de Petróleo e Gás<sup>31</sup>.

*A lista de problemas identificados, não exaustiva, viria a ser complementada com as informações obtidas a partir das entrevistas.*

...

*(D) Incidência do ICMS nas operações de fornecimento local - não há, em âmbito Estadual, previsão expressa da extensão aos insumos adquiridos no mercado interno da desoneração conferida aos bens importados.<sup>32</sup>*

*(E) Incongruências e problemas interpretativos na legislação do ICMS - Quando inexistente Convênio ICMS regulando determinada operação, não é incomum que cada um dos Estados adote formas distintas para tributação de determinada operação(...) Além disso, mesmo quando existem Convênios ICMS, há diferenças na internalização dessas normas, o que também acarreta tratamentos heterogêneos nos diferentes Estados.<sup>33</sup>*

*(F) Acúmulo de créditos de ICMS - o efeito pernicioso é duplo, já que tais créditos (i) contam de previsão normativa para sua restituição, mas, na prática, são impassíveis de ressarcimento e, (ii) em virtude de serem legalmente – mas não na prática – recuperáveis, acabam por não ser dedutíveis para fins de apuração do lucro líquido das empresas, acarretando maiores recolhimentos de Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). (...) Esse é um problema típico dos exportadores.<sup>34</sup>*

Em reuniões realizadas com representantes da Noxis Energy e da Dax Oil, constatou-se que na visão deles, a estrutura tributária, em especial a relativa ao ICMS, é bastante complexa e acarreta em custos transacionais para os agentes do setor. O representante da Noxis Energy enfatizou que a legislação vigente é uma restrição à comercialização interestadual de petróleo, sendo mais viável para o

---

<sup>31</sup> Panorama da tributação brasileira no setor de petróleo e gás. BNDES, 2012. Disponível em: [file:///C:/Users/migue/Downloads/chamada\\_publica\\_FEPProspect0111\\_Produto5.pdf](file:///C:/Users/migue/Downloads/chamada_publica_FEPProspect0111_Produto5.pdf)

<sup>32</sup> Explicação contida na página 73 do supracitado documento.

<sup>33</sup> Explicação contida na página 74 do supracitado documento.

<sup>34</sup> Explicação contida na página 75 do supracitado documento.

produtor exportar e para o refinador importar. Isto se deve à possibilidade de aproveitamento do ICMS cobrado nas operações e prestações anteriores à atividade de exportação de mercadorias, prevista na CF/88, art. 155, inciso X, alínea a. A mesma possibilidade de aproveitamento de crédito de ICMS em etapas anteriores da cadeia produtiva alínea não alcança operações interestaduais. A alínea b desse mesmo dispositivo constitucional (art. 155, inciso X), que trata da isenção de ICMS na comercialização interestadual, não prevê a possibilidade de aproveitamento de crédito do referido imposto para elos que antecedem essa comercialização.

As diferenças de tratamento tributário do ICMS entre operações de exportação e comercialização interestadual não favorecem especialmente a produção de petróleo *onshore*, uma vez que sua escala não viabiliza operações de exportação, nas quais os produtores poderiam usufruir dos benefícios tributários descritos. Conforme pode ser verificado no trecho a seguir, constante do Parecer Normativo ST n.º 01, de 06 de janeiro de 2015, da Superintendente de Tributação da Secretaria Estadual do Rio de Janeiro<sup>35</sup>.

*“Ainda que caracterizada a operação interna antecedente àquela interestadual com petróleo, inclusive lubrificantes, combustíveis líquidos e gasosos dele derivados como uma extensão da não incidência constitucional, conforme já demonstrado, a conclusão seria a mesma. Tendo em vista inexistir previsão infraconstitucional ou constitucional expressa no sentido de manutenção de crédito no caso em exame, ao contrário do que ocorre, por exemplo, nas exportações, conforme autorização contida explicitamente na alínea “a” do inciso X do § 2.º do art. 155 da CRFB/88, conclui-se ser exigível o estorno do crédito por parte do industrial no caso de operação subsequente amparada pela não incidência de que trata a alínea “b” do inciso X do § 2.º do art. 155 da CRFB/88, haja vista incidir na hipótese o disposto no citado inciso II do §2.º do artigo 155 da CRFB/88, dispositivo que estabelece a “dupla condição” para o crédito do imposto estadual”.*

Com relação à comercialização intraestadual de petróleo, quando uma refinaria adquire petróleo de um produtor localizado no mesmo estado, em tese haveria a ocorrência de ICMS. Não obstante, em cada estado, pode ser concedido o diferimento nesse tipo de operação. Nessa situação, o imposto fica suspenso e é recolhido pelas refinarias, por ocasião da comercialização dos derivados. Contudo, como o ICMS é não cumulativo, caso haja tributação na comercialização do petróleo, o valor pago deveria ser abatido no momento da comercialização do combustível. Hipoteticamente, se uma refinaria localizada em Pernambuco comprar petróleo de um produtor local, a fazenda estadual poderá tributar a operação. Após a refinaria processar o petróleo e comercializar os combustíveis, a fazenda estadual tributará a nova operação, abatendo o valor pago anteriormente. Destaca-se que a tributação dos combustíveis é sobre o consumo, assim, se houver comercialização do

---

35

Disponível

em:

[http://www.fazenda.rj.gov.br/sefaz/faces/oracle/webcenter/portalapp/pages/navigation-renderer.jspx?\\_afLoop=10275745159635598&datasource=UCMServer%23dDocName%3AWCC271019&\\_adf.ctrl-state=d2bel0k7y\\_9](http://www.fazenda.rj.gov.br/sefaz/faces/oracle/webcenter/portalapp/pages/navigation-renderer.jspx?_afLoop=10275745159635598&datasource=UCMServer%23dDocName%3AWCC271019&_adf.ctrl-state=d2bel0k7y_9)

combustível com o estado da Paraíba, por exemplo, este terá direito a arrecadação do ICMS sobre o combustível consumido em seu território.

Cabe esclarecer que caso um produtor resolva contratar uma refinaria para processamento do petróleo, e, posteriormente, proceda a comercialização dos derivados, ainda existe uma disputa entre estados e municípios a quem caberá cobrar o imposto. Essa atividade se classificaria como industrialização sob encomenda, *“operação pela qual um estabelecimento encomendante remete insumos para industrialização por outro estabelecimento denominado industrializador, que realiza a industrialização por conta e ordem do encomendante”*.<sup>36</sup>

Do ponto de vista dos municípios, essa operação deveria ser classificada como uma prestação de serviços. Dessa forma, se enquadraria no disposto no art. 156 da CF 88, cabendo a tributação do Imposto Sobre Serviço (ISS).

*Art. 156. Compete aos Municípios instituir impostos sobre:*

...

*III - serviços de qualquer natureza, não compreendidos no art. 155, II, definidos em lei complementar.*

O art. 156 da CF 88 é regulamentado pela Lei Complementar nº 116, de 31 de julho de 2003, a qual *“Dispõe sobre o Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza, de competência dos Municípios e do Distrito Federal, e dá outras providências”*.

Por sua vez, os estados entendem ser a operação em comento apenas uma passagem de bens que se destinam à comercialização pelo produtor. Dessa forma, entendem que se enquadraria no disposto na CF 88, art. 115, cabendo a cobrança do Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação (“ICMS”).

Mesmo os tribunais superiores têm apresentado decisões distintas sobre o tema. O Supremo Tribunal Federal (STF) em sede de julgamento da Medida Cautelar na Ação de Inconstitucionalidade nº 4.389

*“entendeu que, quando um estabelecimento encomendante contrata a industrialização de um determinado produto por outro estabelecimento industrializador, incidirá o ICMS se o produto resultante da industrialização sob encomenda for ser utilizado em novo processo de industrialização, ou comercializado pelo estabelecimento encomendante”*.<sup>37</sup>

Por sua vez, o Superior Tribunal de Justiça ao julgar o Agravo Regimental no Recurso Especial nº 1.280.329, concluiu que:

---

<sup>36</sup> Definição disponível em: <https://tuliozuccaadogados.jusbrasil.com.br/artigos/151979539/icms-x-iss-sobre-a-industrializacao-por-encomenda>

<sup>37</sup> Disponível em: <https://tuliozuccaadogados.jusbrasil.com.br/artigos/151979539/icms-x-iss-sobre-a-industrializacao-por-encomenda>

*“não incide ICMS sobre os fatos em análise, uma vez que a matéria-prima beneficiada foi fornecida exclusivamente pelo contratante do serviço e não houve circulação de mercadoria”.*<sup>38</sup>

O exposto indica que uma dificuldade da sistemática do ICMS para a produção de petróleo e gás natural *onshore* é a assimetria regulatória entre as operações de exportação e as vendas interestaduais do produto. No primeiro caso, permitem-se aproveitamento de créditos de ICMS cobrados nas etapas anteriores da atividade de exportação. Esse benefício, no entanto, não alcança as operações interestaduais, que naturalmente são as preponderantes no mercado *onshore*, cuja escala de produção não viabiliza comercialmente as exportações do combustível.

A assimetria regulatória descrita desfavorável à indústria de petróleo *onshore*, na configuração em que opera atualmente no Brasil, não é uma circunstância particular dessa indústria. A assimetria alcança várias outras atividades produtivas, de modo que o tratamento do tema envolve questão tributária mais ampla, não se restringido ao segmento de produção de petróleo em foco. Por esse motivo, a análise e proposição de medidas para o assunto ultrapassam o escopo deste trabalho.

## **4.2 Alfandegamento de terminais**

A questão de alfandegamento de terminais foi citada em uma das reuniões do Subcomitê de Promoção da Livre Concorrência no âmbito do REATE, ocorrida no dia 15 de abril de 2020. Na referida reunião, a Shell indicou maiores facilidades no processo de alfandegamento dos terminais da Transpetro comparativamente ao de outros terminais. Mencionaram problemas para o alfandegamento de terminais de uso privado, que alongam o tempo no procedimento de carregamento do petróleo, até que sejam cumpridos todos os trâmites legais da Receita Federal que autorizam ou não a exportação.

Como referência de análise comparativa, a empresa informou que no *offshore* o petróleo é exportado diretamente do navio produtor, que não é alfandegado. Contudo, há um regime especial de tributação que sustenta essa operação e que permite exportar diretamente o produto sem custos burocráticos desnecessários.

O objetivo deste capítulo, portanto, é esclarecer os seguintes pontos:

- i. o conceito legal de alfandegamento;
- ii. o que a Lei dos Portos trata especificamente sobre essa questão;
- iii. o que as resoluções da receita federal estabelecem sobre o assunto;
- iv. em que medida a regulação sobre alfandegamento é um problema particular da atividade *onshore*.

---

<sup>38</sup> Idem

Primeiramente, vale esclarecer o conceito de alfandegamento. Isso se encontra na Portaria da Receita Federal do Brasil nº 3.518, de 30 de setembro de 2011, que estabelece requisitos e procedimentos para o alfandegamento de locais e dá outras providências. O art. 2º da portaria em tela reza que:

*“Entende-se por alfandegamento a autorização, por parte da Secretaria da Receita Federal do Brasil (RFB), para estacionamento ou trânsito de veículos procedentes do exterior ou a ele destinados, embarque, desembarque ou trânsito de viajantes procedentes do exterior ou a ele destinados, movimentação, armazenagem e submissão a despacho aduaneiro de mercadorias procedentes do exterior, ou a ele destinadas, inclusive sob regime aduaneiro especial, bens de viajantes procedentes do exterior, ou a ele destinados e remessas postais internacionais, nos locais e recintos onde tais atividades ocorram sob controle aduaneiro.”*

Do ponto de vista dos produtores de petróleo, o processo de alfandegamento é importante, pois agiliza todo o trâmite de liberação da Receita Federal do Brasil para exportação do produto, otimizando, por consequência, o processo de disponibilização de produtos ao mercado externo, bem como recursos logísticos e econômicos intrínsecos à cadeia de produção de petróleo e seus derivados.

Nesses termos, vale verificar o que a Lei dos Portos (Lei nº 12.815, de 5 de junho de 2013) estabelece sobre o processo de alfandegamento. Primeiramente, vale esclarecer o dispositivo que abrange as infraestruturas passíveis de alfandegamento, a saber, portos e instalações portuárias, como se lê na transcrição do art. 23 dessa lei:

*“Art. 23. A entrada ou a saída de mercadorias procedentes do exterior ou a ele destinadas somente poderá efetuar-se em portos ou instalações portuárias alfandegados.*

*Parágrafo único. O alfandegamento de portos organizados e instalações portuárias destinados à movimentação e armazenagem de mercadorias importadas ou à exportação será efetuado após cumpridos os requisitos previstos na legislação específica.”*

O passo seguinte é entender o que a Lei dos Portos define como instalações portuárias. De acordo com a norma, terminais privados são instalações portuárias. Dessa forma, considerando as observações precedentes, constata-se que terminais privados são passíveis de alfandegamento. O art. 2º apresenta as seguintes definições que esclarecem a questão:

- i. porto organizado é um bem público construído e aparelhado para atender a necessidades de navegação, de movimentação de passageiros ou de

movimentação e armazenagem de mercadorias, e cujo tráfego e operações portuárias estejam sob jurisdição de autoridade portuária;

- ii. instalação portuária é uma instalação localizada dentro ou fora da área do porto organizado e utilizada em movimentação de passageiros, em movimentação ou armazenagem de mercadorias, destinadas ou provenientes de transporte aquaviário;
- iii. terminal de uso privado é uma instalação portuária explorada mediante autorização e localizada fora da área do porto organizado.

Do exposto, constata-se que a Lei dos Portos permite o alfandegamento e, por conseguinte, a exportação de mercadorias por terminais de uso privado, sem distinção a respeito da capacidade da infraestrutura ou da natureza do operador da infraestrutura – se agente de capital majoritariamente privado, ou controlado pelo setor público.

No âmbito infralegal, a Portaria da Receita Federal do Brasil nº 3.518, de 30 de setembro de 2011, é a que estabelece requisitos e procedimentos para o alfandegamento e traz a seguinte orientação:

*Art. 3º Poderão ser alfandegados:*

*I - portos, aeroportos e instalações portuárias e aeroportuárias, administrados pelas pessoas jurídicas:*

*a) concessionárias ou permissionárias dos serviços portuários e aeroportuários, ou empresas e órgãos públicos constituídos para prestá-los;*

*b) autorizadas a explorar instalações portuárias de uso privativo exclusivo, misto ou de turismo, nas respectivas instalações; e*

*c) arrendatários de instalações portuárias de uso público;*

O texto da referida portaria já previa a possibilidade de alfandegamento dos terminais de uso privado, sem distinção de capacidade ou operador. O mesmo se depreende da Portaria da Receita Federal do Brasil nº 921, de 27 de maio de 2020. Essa alterou alguns dispositivos da Portaria da Receita Federal do Brasil nº 3.518/2011, mas mantém a possibilidade e as condições citadas de alfandegamento de terminais de uso privado:

*Art. 1º A Portaria RFB nº 3.518, de 2011, passa a vigorar com as seguintes alterações:*

*"Art. \_\_\_\_\_ 3º*

I -  
.....  
....

a) *concessionárias, autorizadas, permissionárias ou arrendatárias dos serviços portuários e aeroportuários, ou empresas e órgãos públicos constituídos para prestá-los;*

b) *autorizadas a explorar instalações portuárias de uso privativo exclusivo, misto ou de turismo, nas respectivas instalações;*

c) *arrendatários de instalações portuárias de uso público; e*

d) *arrendatárias ou cessionárias de áreas para operação de cargas internacionais e terminais de passageiros por meio de contrato com concessionária que explore áreas de complexo aeroportuário;*

.....  
....."(NR)

*Art. 2º Fica suspensa no ano de 2020 a avaliação anual de que trata o art. 36 da Portaria RFB nº 3.518, de 2011.*

O fato de o arcabouço regulatório amparar o alfandeamento de terminais de uso privado, sem distinção da capacidade instalada da infraestrutura ou das características do operador, não significa que não existam problemas na norma que orienta a atividade. Contudo, trata-se de problemas que não são particulares do mercado *onshore* de petróleo e gás natural. Assim, ainda que a discussão a respeito seja pertinente, foge ao escopo deste trabalho, cujo tema central são as barreiras institucionais à competição na atividade em tela.

### **4.3. Limite de gás natural para queima**

A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás - ABPIP, por meio de Carta S/N, de 24.03.2020, pleiteou pela flexibilização do limite máximo de 3% (três por cento) para queima de gás estabelecido em regulação, "autorizando extraordinariamente outros patamares considerando a situação atual, quando as soluções de comercialização de gás poderão ser descontinuadas em virtude de paradas na cadeia de consumo".

Destacou, em seu pleito, que tal descontinuidade, para os campos onde o gás é associado, pode significar a parada da produção de óleo, com consequente agravamento do impacto na cadeia que depende dessa matéria prima.

Em reforço ao pleito, outros atores apontam dificuldades na manutenção da entrega de gás de forma contínua, uma vez que há carência de estrutura logística

entre o produtor e a “ponta final”, a não ser empresas que acessam diretamente à principal compradora, por prestarem serviços a mesma.

Sobre o tema de queima de gás, destaca-se que a Resolução CNPE nº 17/2017 define, dentre as diretrizes a serem observadas na Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural pela ANP: fomentar, em bases econômicas, o aumento da participação da produção doméstica de gás natural no atendimento ao mercado brasileiro, inclusive pela redução da queima de gás natural nas atividades de exploração e produção.

A ANP, como o órgão regulador da indústria do petróleo e gás natural no Brasil, é responsável pela implementação da política nacional para o setor energético do petróleo, gás natural e biocombustíveis, na forma da regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria.

Mais especificamente, de acordo com artigo 8º inciso IX da Lei de Petróleo, cabe à ANP fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente, o que engloba a avaliação e análise de projetos e atividades, através de planos e programas, incluindo a regulação da queima e perda de petróleo e gás natural intrínsecos à indústria do petróleo e gás.

Para fins de visualização da dimensão dos impactos da queima do gás no ambiente *onshore*, apresentam-se abaixo os dados da Tabela, onde é possível verificar que os maiores volumes de queima relativa assim como de produção, são oriundos dos campos marítimos que, no entanto, equivalem em número a aproximadamente um terço dos campos terrestres. Além disso, é nos campos marítimos que se concentram as novas instalações responsáveis por novas tecnologias. Nesse sentido, ações direcionadas à melhoria da performance, com diminuição da queima, de uma unidade de produção marítima produzem resultados muito mais significativos se comparadas com aquelas direcionadas aos campos terrestres.

**Tabela 2: Volumes de queima de gás natural, segundo localização do campo de produção**

	TERRA	MAR
Número de Campos	278	104
Produção Gás (Mm <sup>3</sup> /d)	17.253	106.600
Produção Relativa	16%	84%
Queima Mm <sup>3</sup> /d	411	111.865
Queima Relativa	2%	98%

Fonte: ANP, Jan2020.

Desta forma, em geral, os normativos regulatórios concentram os esforços para implementação de novos dispositivos que gerem maior aproveitamento do gás às unidades de produção em campos marítimos.

Destaca-se que no ambiente terrestre a fiscalização é feita por campo, e não por UEP, uma vez que as perdas (ventilação) ocorrem, em muitos casos, de forma difusa, ou ao longo do processo de coleta, como em tanques localizados na locação de poços, que posteriormente realizam transporte até a unidade de produção, onde ocorre eventuais queimas de gás.

Em decorrência da emergência de saúde pública de importância internacional causada pelo Coronavírus (Covid-19), medidas estão sendo estabelecidas pelo governo federal para colaborar com a manutenção das atividades econômicas, dentre as quais está o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural. Sobre o tema em tela, destaca-se a Resolução ANP nº 816, de 20 de abril de 2020, onde foram definidos procedimentos a serem adotados pelos agentes regulados do setor, inclusive quanto à suspensão de obrigações específicas.

Na referida Resolução, em seu art. 18, a ANP ampliou a margem de queima, passando a autorizar a queima extraordinária de gás natural até o limite de 100 mil m<sup>3</sup>/dia em campos de pequena produção. Abaixo segue transcrição da Nota Técnica Conjunta nº 10/2020-ANP, que avaliou o disposto na Resolução ANP nº 816:

*“6.11. A autorização proposta visa permitir que eventuais instabilidades no tratamento, compressão ou disponibilização do gás natural associado não sejam limitadoras da produção de petróleo. Neste momento de significativos efeitos sócio-econômicos, flexibilizar a queima de gás natural permite que o Operador de campo de pequena produção possa, dentro do limite de queima extraordinária de 100 mil m<sup>3</sup>/dia, continuar operando.*

*6.12. Adicionalmente, a flexibilização está em linha com os argumentos trazidos na carta da ABPIP sobre eventuais descontinuidades das soluções de comercialização gás em virtude de paradas na cadeia de consumo e que, para os campos onde o gás é associado, pode significar em parada na produção de óleo.*

*6.13. Devido à excepcionalidade do período de calamidade, há dificuldade para identificar o impacto desta autorização de queima, não podendo ser realizada analogia com qualquer dado de histórico. Esta autorização, portanto, é uma flexibilização para que o Operador, dentro das melhores práticas, faça o uso racional dos recursos. Caso algum campo apresente valores de queima extraordinária cujas eventuais justificativas apresentadas não sejam adequadas, a ANP poderá revogar a autorização deste campo para os demais meses, mas ainda dentro do período de vigência desta resolução.”*

Para se ter uma ideia do que a permissão de queima de até 100 mil m<sup>3</sup>/d representa, abaixo segue tabela contendo as classes de campos que produziram gás em março de 2020. É possível verificar que a medida permitiria aproximadamente 40% dos campos *onshore* que produzem gás queimarem a totalidade de sua produção.

**Tabela 3 : Classes de campos produtores de gás**

75 Campos Onshore	%	Produziram Gás em março/2020	Mm <sup>3</sup> /d	%
29	39%	> 100 mil m <sup>3</sup> /d	0,699	0,08%
11	15%	100 < P < 600 mil m <sup>3</sup> /d	2,599	0,29%
22	29%	600 < P < 5000 mil m <sup>3</sup> /d	44,78	4,92%
10	13%	5 < P < 100 Mm <sup>3</sup> /d	252,12	27,67%
3	4%	> 100 Mm <sup>3</sup> /d	610,82	67,05%
Total - Sem Petrobras			911,018	100,00%

Destaca-se que dos 75 campos analisados, apenas 10 correspondem a produção de gás associado, entretanto a produção destes 10 campos foi de 75,3% do total.

Ressalta-se que, apesar da regulação vigente, a ANP ainda pode analisar eventuais pleitos fortuitos e aprovar a queima além dos patamares definidos na Resolução.

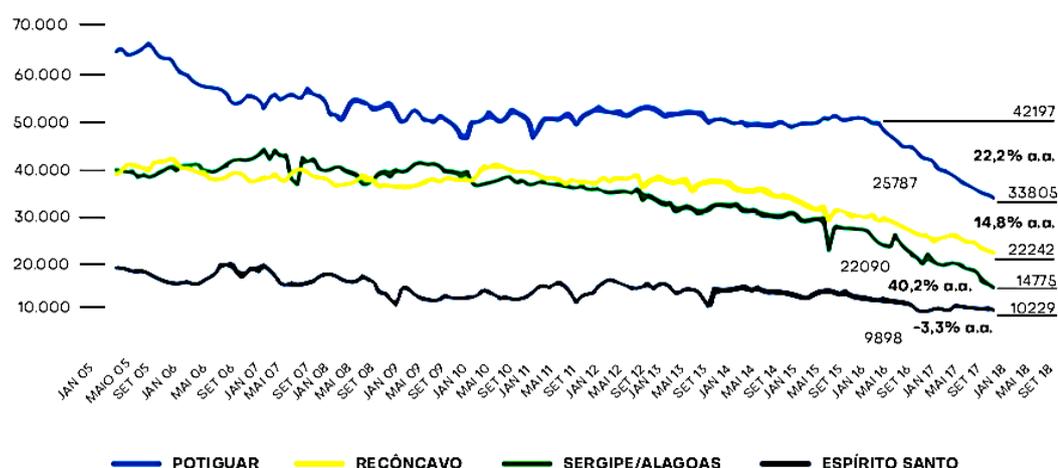
#### **4.4 Tamanho dos polos de desinvestimento da Petrobras**

A indústria *onshore* brasileira é uma fonte de oportunidades potenciais e muito significativas, pois:

- Corresponde a uma das maiores áreas em bacias sedimentares do mundo;
- Possui uma das menores taxas de atividade exploratória do mundo (cerca de 5%); e
- A parcela de bacias sedimentares exploradas possui baixo índice de fator de recuperação (21%) quando comparado a outros países. A Noruega, por exemplo, possui campos com recuperação de até 67% e a média mundial é de 35%.

Além disso, os campos operados pela Petrobras, que correspondem a mais de 93% dos campos *onshore* brasileiros (2019), tiveram um declínio acentuado devido à restrição de investimentos nesses campos. Os dados de produção apresentados abaixo mostram que o declínio tem sido bastante robusto nos últimos anos.

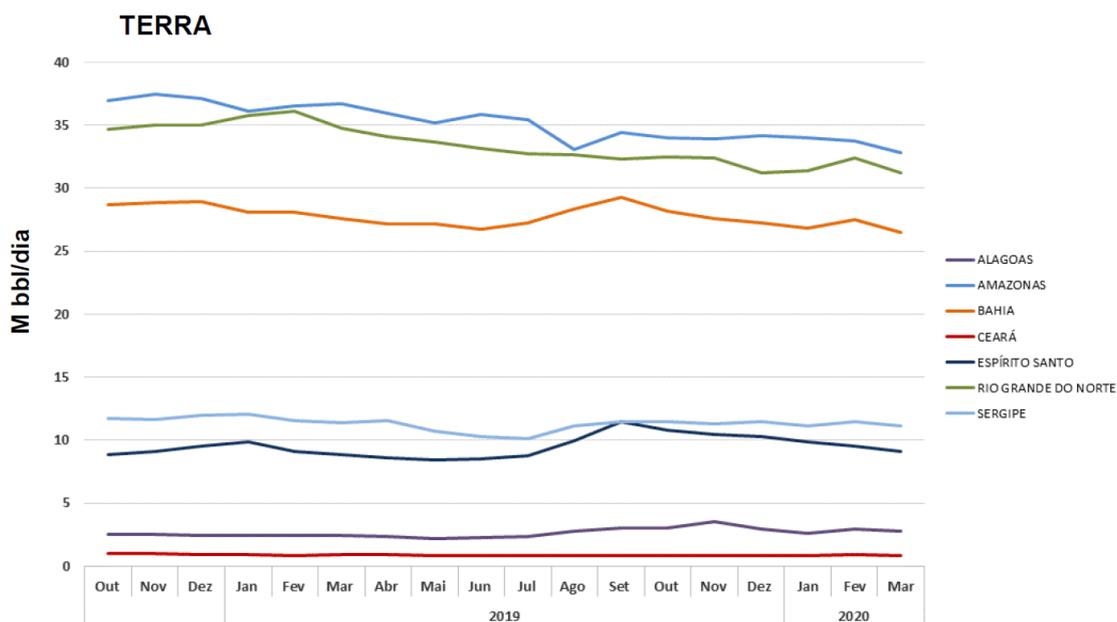
**Gráfico 17: Histórico da produção onshore, por bacia, nos últimos 15 anos**



FONTE: ANP, 2018

Fonte: ANP-2018.

**Gráfico 18: Produção onshore, por estado, nos últimos 17 meses**



Fonte: ANP-2020.

Essa queda acentuada, no entanto, pode ser rapidamente recuperada com baixo investimento. Para demonstrar seu potencial, a ABPIP fez uma simulação de quanto os campos terrestres operados pela Petrobras nas bacias de Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Potiguar e Espírito Santo cresceriam se fossem gerenciados por empresas independentes. Foi aplicada taxa de crescimento da produção dos campos operados por essas empresas na curva real de produção dos campos da Petrobras.

Nesta estimativa aproximada e simplificada, observou-se que essas quatro bacias teriam um crescimento de mais de 300%, atingindo cerca de 260.000 bpd.

Corroborando tais estimativas, já há exemplos de bom desempenho de produtores independentes que fizeram revitalização e novas descobertas em áreas *onshore*.

Com um maior investimento em campos terrestres e subsequente crescimento da produção, há possibilidade de impactos positivos sobre a cadeia produtiva, inclusive quanto ao setor de suprimento de bens e serviços.

É nesse contexto que se encaixam as medidas de fomento dispostas na Resolução CNPE nº 17/2017, a qual estabelece a Política de E&P, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de Rodadas; e as disposições contidas na Resolução de Diretoria da ANP nº 568/2018, que visa estimular a venda de contratos, em vez de sua devolução, pelas empresas que não estejam investindo o necessário para o pleno aproveitamento dos recursos, definindo as seguintes diretrizes:

- Oficiar à Petrobras para que apresente em até 90 dias a prorrogação dos contratos dos campos terrestres e em águas rasas que forem do seu interesse, acompanhados dos respectivos PDs contemplando a retomada de investimentos;
- Nos casos em que não houver interesse de prorrogação ou que for verificada a necessidade de alteração do PD para realização de investimentos adicionais, deve a SDP tomar medidas administrativas para realização dos investimentos ou devolução das áreas; e
- Os procedimentos para devolução das áreas poderão ser suspensos para permitir a alienação das mesmas em tempo razoável.

Como desdobramento da política, e também como resultado do Plano de Desinvestimento da Petrobras, que busca focar suas atividades em águas profundas e ultraprofundas, a empresa iniciou o processo de venda de 183 campos, sendo 46 offshore e 137 *onshore*, distribuídos em 13 e 20 polos, respectivamente, conforme figura abaixo.

**Figura 2 : Plano de Desinvestimento da Petrobras**



Fonte: Carta DE&P 0029/2018 de 14.12.2018.

Somando-se a outros campos colocados à venda desde 2015, são 205 campos ou blocos exploratórios, sendo que 145 (ou 70,7%) estão nas regiões Norte e Nordeste. Somente na Bahia são 50, seguida pelo Rio Grande do Norte (49) e Sergipe (27).

A ANP concedeu prazo até dezembro de 2020 para que a Petrobras conclua a venda dos campos dos polos Fazenda Belém, Sergipe Terra 2, Sergipe Terra 3, Miranga, Cricaré, Remanso, Rio Ventura, Recôncavo, Ceará Mar, Sergipe Terra 1, Rio Grande do Norte Mar, Merluza, Carapanaúba/Cupiúba, Garoupa e Peroá/Cangoá.

Embora salutar, a oportunidade para os produtores independentes não se mostrou tão atraente, segundo relatos da indústria, devido ao tamanho do Polos divididos pela Petrobras, uma vez que extrapolam a capacidade econômicas dos possíveis interessados.

A esse respeito, cumpre esclarecer que o Governo, especificamente a ANP, não desempenha qualquer papel regularmente previsto no momento anterior à tomada de decisão de realização de uma cessão de contratos.

Destaca-se que o processo de definição negocial para a cessão de um contrato de concessão é conduzido entre as partes (cedente e cessionária). A ANP não tem gerência na escolha da cessionária, na quantidade de campos definidos por Polo, no valor ou na forma da negociação e demais detalhes negociais, ainda que cedente ou cessionária seja a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras ou qualquer outra sociedade de economia mista.

A atuação regulatória somente tem início a partir do protocolo do pedido de autorização para a cessão, uma vez que o negócio jurídico somente pode ser efetivado após a autorização expressa da ANP, nos termos da lei.

Sendo assim, nos termos da legislação vigente, a atuação da ANP não alcança o processo anterior ao protocolo do pedido de autorização para cessão, que envolve a definição do objeto e a negociação entre as sociedades interessadas na cessão.

#### **4.5 Pequenas refinarias**

As entrevistas realizadas com os agentes da área de refino também revelaram que as pequenas refinarias são alternativas que podem fomentar a demanda do segmento *onshore*, caso se tornem projetos com viabilidade econômica. O estudo elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE sobre *Perspectivas de implantação de refinarias de pequeno porte no Brasil (EPE, 2019c)* analisa as possibilidades de implantação de minirrefinarias em cada uma das regiões citadas como potenciais produtoras de petróleo *onshore*. Com esse objetivo, o estudo apresenta uma composição de fatores que podem indicar a viabilidade de implantação de unidades de refino. Dentre esses fatores, estão a distância dos campos produtores à refinaria, desta aos mercados e a presença de economias de escala.

Uma das conclusões do estudo indica os estados que apresentam viabilidade para a instalação de pequenas refinarias. Os principais resultados são os seguintes:

- i) Bahia: os campos terrestres permitiriam a instalação de uma refinaria de 20 mil barris por dia para processar o petróleo da Bacia do Recôncavo, com produção de gasolina e diesel;
- ii) Alagoas: não foi constatada viabilidade de instalação de minirrefinarias, dada a baixa produção e a forte concorrência de produtos internalizados por cabotagem e pelo modo rodoviário;
- iii) Sergipe: considerando a manutenção dos patamares de produção, há viabilidade de implantação de uma refinaria de 10 mil barris dia, para produção de gasolina e diesel;
- iv) Rio Grande do Norte: apresenta viabilidade para implantação de uma refinaria de 20 mil barris por dia, para fornecer gasolina e diesel;
- v) Espírito Santo: apesar de ter produção de petróleo e demandas locais de derivados, estas são atendidas por cabotagem por produtos advindos das refinarias da região Sudeste. No entanto, remanesce uma grande demanda por bunker, decorrente da presença do Porto de Tubarão, que poderia ser atendida pelo processamento do petróleo *onshore* em uma refinaria de 10 mil barris dia.

As informações acima são sintetizadas no quadro a seguir. Conforme conclusões do estudo, visualiza-se a possibilidade de implantação de 4 minirrefinarias para atendimento da demanda das regiões produtoras de petróleo *onshore*.

Quadro 1: **Fluxos dos insumos e da produção de minirrefinarias para o processamento de petróleo *onshore* dos principais campos nacionais**

Localização da Refinaria	Origem do petróleo Onshore	Produtos	Capacidade	Principais Destinos
Bahia, na bacia do Recôncavo	Bacia do Recôncavo	Gasolina e Diesel	20 mil bbl/d	Alagoinhas, Candeias, Camaçari, Lauro de Freitas e Simões Filho
Sergipe, em Maruim/Riachuelo	Carmópolis, Siriri e Riachuelo	Gasolina e Diesel	10 mil bbl/d	Grande Aracaju
Rio Grande do Norte, em Mossoró/Serra do Mel	Mossoró, Pendências, Guamaré e Macau, entre outros	Gasolina e Diesel	20 mil bbl/d	Região Produtora e alguns municípios vizinhos
Espírito Santo, em São Mateus	Petróleo da bacia Espírito Santo/Mucuri	Óleo Combustível (bunker)	10 mil bbl/d	Porto de Tubarão, no município de Vitória

Fonte: elaboração própria a partir de EPE, 2019.

Também no caso das pequenas refinarias, de modo similar ao comentado para a plataforma eletrônica, não foram identificados entraves regulatórios para a instalação desses projetos, no âmbito do arcabouço normativo do setor de petróleo.

## 4.6 Licenciamento ambiental

O licenciamento ambiental de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras é um dos instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente previstos no art. 9º da Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. Os procedimentos do licenciamento, conforme a Resolução CONAMA nº 237, de 19 de dezembro de 1997, são conduzidos pelo órgão ambiental federal (IBAMA) ou pelos órgãos de meio ambiente estaduais ou municipais, dependendo da natureza da atividade e da abrangência da respectiva área de abrangência dos impactos previstos.

O licenciamento ambiental se destina a determinar a viabilidade ambiental de empreendimentos e atividades de acordo com as exigências legais. Para tanto, são cruzados dois tipos de informação: a descrição do empreendimento e a caracterização do ambiente que por ele será afetado. Reunidas essas informações num estudo ambiental, o órgão licenciador contrapõe os benefícios socioeconômicos que serão produzidos e os impactos e riscos ambientais associados. Em resumo, é essa a base do julgamento da viabilidade ambiental do empreendimento proposto.

Além da compreensível precaução do órgão ambiental em permitir a atividade de produção em áreas de elevada sensibilidade ambiental, outros fatores influenciam no tempo para concessão de licenças. Entre esses, podem ser citados a carência de conhecimento ambiental das áreas, e eventuais carências de infraestrutura do próprio órgão. Por outro lado, por vezes, há carência de conhecimento ambiental por parte do solicitante, o que demandam altos custos e longos prazos para a elaboração dos estudos ambientais a serem apresentados pelos empreendedores, além de provocarem a necessidade de reparos e correções costumeiramente solicitados no processo de licenciamento. O prazo para a concessão de licenças foi um dos temas citados nas reuniões realizadas com segmento *onshore*.

Visando à análise do tema, um dos objetivos da Resolução nº 27, de 12 de dezembro de 2019, do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE foi a inclusão do tema sobre licenciamento ambiental no escopo do o Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Terra - REATE 2020.

Dessa forma, existe um fórum específico no escopo do programa para a análise dos problemas apontados em relação ao tema. Assim, um dos Subcomitês vinculados ao Comitê REATE 2020 objetiva a proposição de boas práticas e harmonização dos procedimentos de licenciamento ambiental. Um dos produtos finais previstos é a formulação de um guia de boas práticas ambientais relacionadas ao processo de licenciamento ambiental, afim de: dar maior agilidade e assertividade à avaliação de áreas propostas para licitação; garantir a emissão tempestiva dos pareceres necessários à licitação de áreas terrestres; dar maior segurança e previsibilidade a todo o processo de licenciamento e possibilitar a redução de cronogramas e custos envolvidos no licenciamento.

## 4.7 Estrutura de armazenagem de exportação de petróleo

A deficiência da infraestrutura de armazenagem de petróleo e a concentração de capacidade de armazenamento na Petrobras foram também assuntos abordados nas reuniões realizadas com os agentes de mercado. A figura a seguir ilustra a posição dominante da empresa em relação à atividade.

**Figura 3: Capacidade de armazenamento de Petróleo dos terminais autorizados pela ANP**

CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DE PETRÓLEO		
TIPO, LOCAL E OPERADOR(UNIDADE DA FEDERAÇÃO)	Capacidade Nominal(M3)	Capacidade Nominal(bbl)
	Petróleo *	
<b>TOTAL</b>	<b>5.388.299</b>	<b>33.888.673</b>
<b>TERMINAL FLUVIAL</b>	<b>62.531</b>	<b>393.277</b>
COARI(AM) - TRANSPETRO SOLIMÕES (COARI)	62.531	393.277
<b>TERMINAL MARÍTIMO</b>	<b>3.847.072</b>	<b>24.195.421</b>
SAO SEBASTIAO(SP) - TRANSPETRO ALMIRANTE BARROSO (SÃO SEBASTIÃO)	1.581.574	9.947.006
SAO MATEUS(ES) - TRANSPETRO NORTE CAPIXABA ( SÃO MATEUS)	62.400	392.453
SAO FRANCISCO DO SUL(SC) - TRANSPETRO SÃO FRANCISCO DO SUL (TEFRAN)	466.681	2.935.101
SANTOS(SP) - TEQUIMAR SANTOS	38.000	238.994
PARANAGUA(PR) - TRANSPETRO PARANAGUÁ	6.342	39.887
OSORIO(RS) - TRANSPETRO ALMIRANTE SOARES DUTRA (OSÓRIO)	509.000	3.201.258
MACEIO(AL) - TRANSPETRO MACEIÓ	15.578	97.975
GUAMARE(RN) - TRANSPETRO GUAMARÉ	166.131	1.044.849
ARACAJU(SE) - TRANSPETRO CARMÓPOLIS	155.789	979.805
ANGRA DOS REIS(RJ) - TRANSPETRO ILHA GRANDE (ANGRA DOS REIS)	845.577	5.318.094
<b>TERMINAL TERRESTRE</b>	<b>1.478.696</b>	<b>9.299.975</b>
MACAE(RJ) - TRANSPETRO CABIÚNAS (MACAÉ)	485.198	3.051.560
ITAJAI(SC) - TRANSPETRO ITAJAÍ	527	3.314
ITABUNA(BA) - TRANSPETRO ITABUNA	167	1.050
GUARULHOS(SP) - TRANSPETRO GUARULHOS	1.136	7.145
GUARAREMA(SP) - TRANSPETRO GUARAREMA	453.756	2.853.811
DUQUE DE CAXIAS(RJ) - TRANSPETRO CAMPOS ELÍSEOS	483.928	3.043.572
CUBATAO(SP) - TRANSPETRO CUBATÃO	53.984	339.522

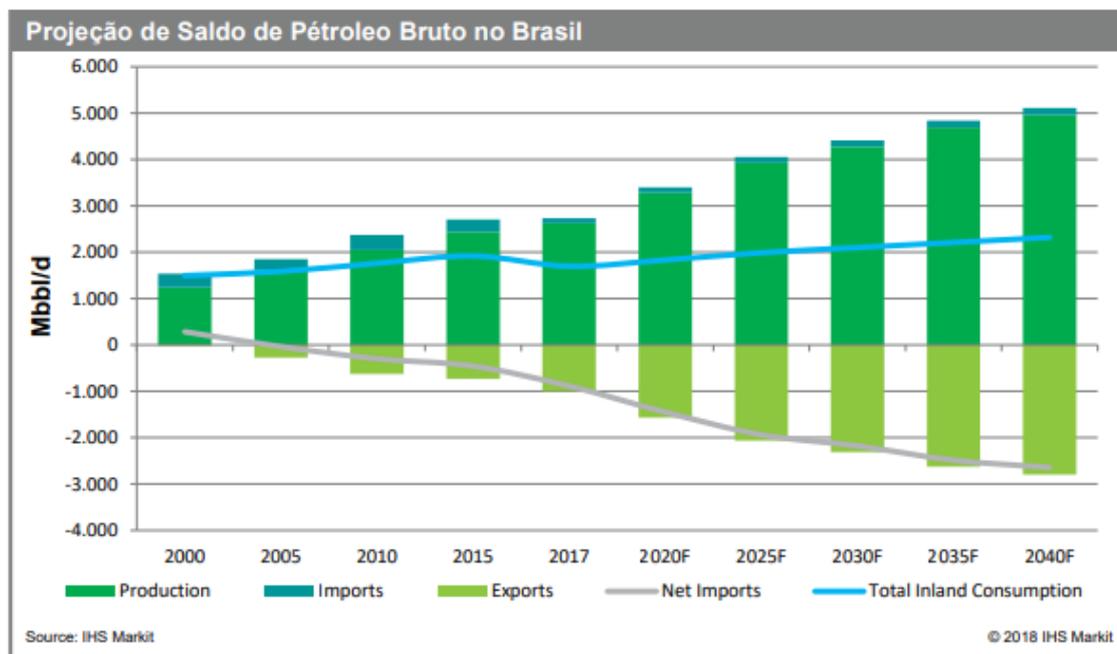
\* Inclui tanques de resíduos.

Fonte: <http://www.anp.gov.br/armazenamento-e-movimentacao-de-produtos-liquidos/terminais-de-petroleo-e-combustiveis-liquidos/capacidade-de-armazenamento>

A infraestrutura de armazenagem de petróleo é um dos pontos fundamentais de garantia de acesso da produção a outros mercados regionais e do exterior. A título de exemplo cita-se a projeção do aumento crescente do volume de exportações de petróleo devido ao aumento dos volumes de produção e a falta de capacidade interna de refino.

A figura a seguir descreve a previsão de saldo de petróleo bruto e os corredores logísticos estratégico de petróleo.

**Gráfico 19: Previsão de Saldo de Petróleo Bruto no Brasil**



Fonte: <http://www.mme.gov.br/documents/36144/472511/Produto+3.pdf>

O mercado *onshore* de petróleo carece de escala de produção que justifique a possibilidade de exportação do volume atual de produção. Uma vez que a escala de produção seja alcançada, espera-se que ocorra adaptação do mercado e, a partir da própria dinâmica concorrencial de busca por mercados alternativos, poderão ser visualizadas oportunidades de negócios pelo mercado relacionados à infraestrutura de armazenagem para exportação. Nota-se que a celeridade e rapidez na venda dos campos terrestres inclusos no plano de desinvestimento da Petrobras é um catalizador para o aumento de escala de produção do petróleo terrestre, vista aos aumentos de produção devidos aos planos de revitalizações executados pelas novas entrantes.

Além do investimento em armazenagem, que possibilite minimamente a exportação de petróleo terrestres, o investimento e o acesso às infraestruturas em terminais portuários também se mostram fundamental, o qual é objeto de análise de outros fóruns de discussão no escopo do CT- CB (Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis).

Estes investimentos privados podem apontar para uma nova dinâmica do mercado de exportação de petróleo, com dominância menos massiva do agente dominante. O que se espera para o futuro é a melhoria dos serviços e um crescimento do mercado de petróleo em terra, frente ao ganho de escala de produção.

## 4.8 Investimentos potenciais em E&P onshore e refinarias de pequeno porte no Brasil

Nos últimos anos, com a criação de programas governamentais como o REATE 2020, o Brasil tem buscado incentivar e revitalizar a produção *onshore* de petróleo e gás natural. Em adição, os desinvestimentos realizados pela Petrobras em campos terrestres têm propiciado a entrada de novos agentes no setor. Nesse contexto, discute-se uma retomada de investimentos em E&P *onshore* no Brasil, além de potenciais empreendimentos em refinarias de pequeno porte, tema também associado a outro programa governamental – Abastece Brasil.

### 4.8. 1 E&P *onshore*

O Plano de Desinvestimento em campos maduros terrestres da Petrobras, iniciado em 2016 abriu a possibilidade para diversas pequenas e médias empresas ingressarem em atividades de E&P no Brasil. Naquela oportunidade, foram listadas 98 concessões de produção, divididas em 10 polos, localizados nos estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Sergipe, Bahia e Espírito Santo (Petrobras, 2016). A produção total daquele conjunto de campos somava 35 mil barris por dia e representava menos de 2% da produção da companhia.

Depois de superados percalços jurídicos, com a revogação da medida cautelar que travava o andamento do programa de desinvestimentos da Petrobras e com a adoção da sistemática revisada pelo Tribunal de Contas da União (TCU) para os projetos de desinvestimentos, tanto novos como aqueles já em andamento, o programa foi retomado, no segundo trimestre de 2017 (Petrobras, 2017). Ao final do ano de 2019, a Petrobras já havia concluído a venda de 2 dos 10 polos inicialmente ofertados, conforme mostra a Tabela 5.

**Tabela 5: Desinvestimentos no E&P onshore, realizados até 2019**

Empresa	Polo/Localidade/UF	Número de campos	Valor da Transação (US\$ milhões)
PetroRecôncavo	Polo Riacho da Forquilha/Mossoró/RN	34	384,2
3R Petroleum	Polo Macau/Macau/RN	7*	191,1

(\*) 6 campos terrestres e 1 marítimo de águas rasas.

Fonte: epbr (2019a)

A expectativa é de que a produção dos campos que estão sendo vendidos pela Petrobras deve dobrar ou triplicar em pouco tempo (EPBR, 2019a) com a utilização

novas técnicas de estimulação dos poços produtores e consequente aumento no fator de recuperação (FR) dos campos.

#### 4.8.2 Refinarias de pequeno porte

O Brasil se configura como exportador líquido de petróleo e importador líquido de derivados. Essa característica do *downstream* brasileiro suscita o debate sobre a necessidade de investimentos na expansão da capacidade de refino do país. Essa questão tem sido amplamente debatida nos últimos anos em fóruns e iniciativas do setor, em especial diante do reposicionamento estratégico da Petrobras nos segmentos de refino, transporte e logística, destacando-se o Programa Abastece Brasil.

Neste contexto, agentes do setor têm avaliado alternativas de empreendimentos em refino de pequeno porte. Os principais projetos anunciados são elencados na Tabela 4.

**Tabela 4: Projetos anunciados de refinarias de pequeno porte no Brasil**

<b>Empresa</b>	<b>Localização</b>	<b>Capacidade de Refino (mil b/d)</b>	<b>Investimento Previsto (US\$ milhões)</b>
Noxis Energy	Porto de Sergipe, Barra dos Coqueiros (SE)	35	700
Noxis Energy	Aracruz (ES)	25	600
Oil Group	Porto do Açú, São João da Barra (RJ)	20	300
Oil Group / EnP	Porto Central, Presidente Kennedy (ES)	30	2.000 <sup>(*)</sup>
Brasil Refinarias	Simões Filho (BA)	0,735	51

(\*) O valor previsto inclui o investimento na construção da Fábrica Capixaba de Lubrificantes e Asfalto.

Fonte: Valor Econômico (2020a; 2020b), epbr (2019b; 2020), Petróleo Hoje (2020a; 2020b), Portos e Navios (2019)

Ressalta-se, porém, que, dentre os empreendimentos de refino anunciados, apenas o projeto da Brasil Refinarias considera o processamento predominante de óleos terrestres. Cabe destacar que a empresa faz parte do grupo Guindastes Brasil, que possui campos *onshore* em produção nas bacias do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas, além de áreas adquiridas no 1º Ciclo de Oferta Permanente nas mesmas bacias (Petróleo Hoje, 2020a).

Por outro lado, os empreendimentos anunciados pelas empresas Noxis Energy e Oil Group não preveem inicialmente que óleos provenientes de campos terrestres

sejam a matéria-prima principal de seus projetos. No caso da Oil Group, o executivo da empresa afirmou que a ideia preliminar era de construir refinarias de forma a consumir o petróleo que a companhia irá produzir nos seus ativos *onshore*, nas bacias do Recôncavo e de Sergipe. No entanto, essa alternativa não se mostrou viável (Valor Econômico, 2020b).

Nessa conjuntura, conforme demonstrado anteriormente, EPE (2019c) analisou a viabilidade técnico-econômica da implementação desses empreendimentos no Brasil, considerando o fornecimento de petróleo terrestre. Dependendo das condições avaliadas em cada localidade considerada (como tipo da refinaria, aplicação de desconto sobre o preço de aquisição do petróleo, e concessão de benefícios fiscais), o estudo concluiu que empreendimentos de refino de pequeno porte podem ser viáveis no país.

#### **4.9 Considerações finais**

Uma das dificuldades relatadas pelos agentes é a sistemática atual da tributação estadual. Aponta-se falta de assimetria regulatória entre as operações de exportação e as vendas interestaduais de petróleo. No primeiro caso, permite-se o aproveitamento de créditos de ICMS cobrados nas etapas anteriores da atividade de exportação. Esse benefício, no entanto, não alcança as operações interestaduais, que naturalmente são as preponderantes no mercado *onshore*, cuja escala de produção não viabiliza comercialmente as exportações do combustível.

Vale ponderar, contudo, que a falta de assimetria regulatória supracitada alcança várias outras atividades produtivas, não apenas a indústria de petróleo, de modo que o tratamento do tema envolve questão tributária mais ampla, não se restringido ao segmento de produção de petróleo em foco. Por esse motivo, a análise e proposição de medidas para o assunto ultrapassam o escopo deste trabalho.

A infraestrutura portuária e o alfandegamento de terminais de uso privado foram comentadas pelos agentes do setor na oportunidade de oitivas. Para esse último tópico, em particular, não se identificaram problemas de assimetria regulatória relacionadas à magnitude da capacidade instalada da infraestrutura ou das características do operador que penalizassem especificamente o produtor *onshore*. Isso não significa que não existe possibilidade de melhoria das normas que orientam as infraestruturas descritas, mas não se encontraram problemas particulares do mercado *onshore*.

Algumas empresas apresentaram preocupações em relação ao limite estabelecido para a queima de gás natural. Não obstante, as avaliações posteriores demonstram que já existem regras regulatórias que permitem os concessionários aumentarem esse limite. A importância das pequenas refinarias para o produtor

*onshore* foi outro tema abordado nas reuniões com os agentes de mercado. Os estudos conduzidos pela EPE e a reunião com potenciais investidores nessa atividade demonstram que plantas dessa natureza podem passar a fazer parte da estrutura de refino no país. Para a atuação dessas plantas, não foram visualizados entraves regulatórios no âmbito do arcabouço normativo do setor de petróleo.

Embora o licenciamento ambiental tenha sido um dos assuntos de preocupação dos produtores, existe outro Subcomitê no Reate para discussão do assunto, de modo que fica apenas o registro dessa ocorrência. Em relação à infraestrutura de armazenagem para exportação, outra preocupação do setor, espera-se que, com o dinamismo concorrencial, o mercado seja o agente catalizador dos investimentos necessários a essas infraestruturas.

O tamanho dos polos (conjunto de campos de petróleo e gás natural) de desinvestimento da Petrobras também foi objeto de comentário dos agentes consultados pelo Subcomitê. Indicaram que a agregação dos ativos implica necessidade de aporte de capital do interessado em adquiri-los que constitui barreiras à entrada para pequenas e médias empresas no segmento *onshore*. No entanto, nos termos da legislação vigente, não há restrições para essa modelagem de investimento. Ademais, a imposição de restrições regulatórias para tanto pode criar insegurança jurídica para o processo em curso de desinvestimento, comprometendo a desconcentração de mercado, o ingresso de capital privado e a entrada de novos *players*. A ocorrência dessas circunstâncias, como se comentou anteriormente, pavimentaria o caminho para tornar o segmento *onshore* mais próximo de uma estrutura de mercado competitiva.

## 5. CONSIDERAÇÕES SOBRE POSSIBILIDADES DE APRIMORAMENTOS REGULATÓRIOS

É uma extensão do capítulo anterior, mas para temas mais recorrentes, ou avaliados como mais críticos, na etapa de oitivas – registradas no Anexo deste documento. Ademais, realiza-se análise mais pormenorizada, comentando sobre possibilidades de mudanças na regulação do setor de petróleo e gás natural e respectivos impactos econômicos esperados. O grupo menor de temas abrange o deságio sobre o preço de comercialização do petróleo *onshore*, a base de cálculo de *royalties*, plataforma eletrônica de comercialização e contratação de serviço de refino. Para a contratação desse serviço, em particular, apresentam-se possibilidades de aprimoramento regulatório.

Nas oitivas realizadas com os agentes de mercado, foram abordados alguns assuntos que, por sendo considerados mais críticos para a cadeia produtiva, foram objeto de uma avaliação do Subcomitê de Promoção da Livre Concorrência. Esses assuntos englobam os seguintes temas: contratação dos serviços de refino, preço base para cálculo dos *royalties*, plataforma eletrônica de comercialização e deságio sobre o preço de comercialização de petróleo.

A análise dos referidos temas será acompanhada de uma avaliação das propostas apresentadas para que sejam avaliadas se existem possibilidades de alteração de regras regulatórias ou a formulação de novos instrumentos de política pública.

### 5.1. Deságio sobre o preço de comercialização do petróleo

Primeiramente, será feito um breve resumo dos principais fatos apresentados pelas empresas entrevistadas e em seguida serão apresentadas as análises pertinentes. Como é do conhecimento de todos, a estrutura atual do mercado brasileiro *onshore* de petróleo é a de um monopólio, em que há apenas um comprador (no caso, a Petrobrás) e diversos fornecedores. Segundo as empresas ouvidas nas entrevistas, a Petrobrás adota uma política de fixar os deságios descontados dos preços pagos aos produtores, não os vinculando à variação do Brent. Além disso, há uma queixa de que a Petrobrás não revela a fórmula de cálculo destes deságios, apenas informando que levam em conta a qualidade do óleo e os custos logísticos.

Algumas empresas, como a Partex, expressam grande preocupação com os níveis atuais destes valores fixos de deságio, considerando-os riscos reais para a continuidade da viabilidade dos seus respectivos negócios. A Petrosynergy afirma

que, com o preço atual do petróleo em torno de US\$ 30 por barril, a sua operação está se tornando inviável, pois o seu custo de produção varia de US\$ 30 a US\$ 35 por barril.

Por outro lado, a PetroRecôncavo argumenta que os diferentes deságios cobrados dos produtores independentes não se dão puramente devido à variação da qualidade do petróleo. Se por um lado, a diferença de qualidade do petróleo não é significativa, os deságios estabelecidos pela Petrobrás apresentam uma diferença muito expressiva. Foi considerada, inclusive, a possibilidade de abrir um processo administrativo sobre o deságio no Cade.

Vistos os argumentos apresentados, procede-se então às análises propriamente ditas. Em primeiro lugar, é importante destacar que o exercício do poder de monopólio, por si só, sem outro tipo de prática predatória associada, não configura um ilícito. Nesse ponto cabe definir dois conceitos importantes: o de poder de mercado e o de abuso de poder econômico. O poder de mercado ocorre quando uma empresa é capaz de manter seus preços sistematicamente acima do nível competitivo de mercado sem com isso perder os seus clientes. A existência de poder de mercado por si só não é considerada infração à ordem econômica. Assim, o agente da demanda na condição de monopólio pode exercer poder de mercado sem vir a adotar práticas predatórias.

Já o abuso de poder econômico ocorre quando uma empresa ou grupo de empresas utiliza seu poder de mercado para, por meio de condutas anticompetitivas, auferir vantagens econômicas. Nesse caso, o poder de mercado pode levar à perda de bem-estar econômico para a sociedade, o que ensejaria uma intervenção do estado.

No entanto, os fatos narrados não permitem concluir que há algum dano social decorrente do poder de monopólio exercido pela Petrobrás. Claramente a discussão se concentra nos efeitos percebidos no *upstream*, mas é necessário também analisar os impactos no *downstream*, onde os efeitos ao consumidor final são percebidos. Sem essa análise mais ampla, não é possível se chegar a uma conclusão sobre a existência de uma prática anticompetitiva.

Por outro lado, analisando os fatos no âmbito das políticas públicas, qualquer intervenção na precificação dos agentes pode ter um elevado risco de falha de regulação. Além disso, pode representar uma sinalização negativa para potenciais novos investidores, que são tão desejados neste momento de desconcentração do setor de refino. Assim, obrigar um agente privado, a Petrobrás, a indexar o seu preço de compra a um valor de um índice internacional, o *Brent*, é totalmente desaconselhável. Qualquer agente deve ter liberdade de fazer a sua precificação independentemente de índices internacionais ou qualquer outro tipo de indexação. A própria Imetame cita em seu relato as vantagens das livres negociações de preço com agentes privados nos contratos anteriores aos que firmou com a Petrobrás. No longo prazo essa livre negociação deve levar à eficiência de mercado.

Retomando a discussão sobre poder de mercado, a efetividade da competição entre a empresa que detém posição dominante e os seus concorrentes é um item crucial à sua existência. Se, mesmo tendo posição dominante em um mercado relevante, a decisão de elevação unilateral de preços por parte de uma empresa puder ser contestada pela reação dos seus concorrentes, então não há poder de mercado. Assim, é muito mais importante promover a existência de uma concorrência efetiva no mercado em questão do que adotar uma política intervencionista para buscar preços eficientes.

Nesse contexto, é fundamental ressaltar a importância do TCC assinado pela Petrobrás com o Cade para desinvestimento da estatal na atividade de refino. É esperado que a desconcentração e a consequente competição resultante das vendas das refinarias modifiquem bastante o setor brasileiro de petróleo, inclusive, o segmento *onshore*. A recente manifestação de mais de 20 empresas interessadas na compra das 4 primeiras refinarias ofertadas é uma evidência das chances de sucesso dessa possibilidade de mudança. Espera-se que, com esse processo de desinvestimento, a Petrobrás perca a sua posição monopsônica na compra de petróleo *onshore*. Como os contratos atuais firmados com a Petrobrás são curtos, de um ano, a expectativa é de que o mercado se ajuste em tempo razoável à entrada de novos agentes.

No caso de eventuais infrações à ordem econômica nas operações comerciais do segmento *onshore*, avalia-se que os instrumentos mais adequados para essa situação específica são os previstos no Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), ao amparo da Lei 12.529/2011. Sobre esses instrumentos, o procedimento é iniciado a partir de denúncias apresentadas formalmente, embasadas em fatos concretos. Além disso, o Cade verifica se há dano ao consumidor final para a apuração dessas condutas. Via de regra, as condutas unilaterais objeto de denúncia no Cade são avaliadas tanto pelos efeitos anticompetitivos quanto pelos possíveis benefícios compensatórios. Essa análise é conhecida como regra da razão, pois contrabalança efeitos positivos e negativos da conduta visando a identificar o efeito líquido para o bem-estar econômico. Assim, é importante comprovar a existência de um efeito líquido negativo para o consumidor final.

## **5.2. Preço base para cálculo de *royalty***

Conforme observado anteriormente, há relatos<sup>39</sup> de empresas do setor de exploração e produção de petróleo e gás natural *onshore*, recolhidos no âmbito das reuniões temáticas desse subcomitê, de que existe um desafio estrutural na comercialização do petróleo *onshore* no Brasil consubstanciada na atuação quase

---

<sup>39</sup> Durante as reuniões técnicas do REATE as empresas do setor tiveram a oportunidade de apresentar sugestões, desafios e problemas enfrentados pelo setor.

majoritária de um único comprador (monopsônio) que é a Petrobras, empresa que também atua como produtora de hidrocarboneto.

Buscando formas de apoiar os pequenos e médios produtores nas suas relações comerciais com a Petrobras e de preservar a cadeia de produção de petróleo e de gás natural, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás - ABPIP, por meio de Carta S/N, de 24.03.2020, pleiteou que o Ministério de Minas e Energia – MME, por meio da Secretaria de Petróleo e Gás Natural – SPG, atuasse junto à Petrobras visando o estabelecimento de política de preços mínimos e de limite aos descontos praticados pela Empresa nas suas relações comerciais, conforme se entende dos seguintes trechos da citada carta: "estabelecimento de preços mínimos para operações no mercado nacional de compra e venda de petróleo produzidos no Brasil juntamente com o estabelecimento de percentual mínimo deste petróleo nas cargas das refinarias nacionais (...) articulação com a Petrobras para revisão dos descontos impostos por ela nas operações de compra e venda de petróleo produzido no Brasil pelos produtores independentes".

Além do estabelecimento de uma política de preços junto à Petrobras, a ABPIP e empresas do setor defendem que seja utilizado o preço constante, ou valores percentis fixos, nas notas fiscais de venda como base de cálculo para a cobrança das participações governamentais (*royalties*) para as pequenas e médias empresas que atuam no setor, em substituição ao preço de referência praticado pela ANP nas referidas apurações.

Estas solicitações também foram apresentadas pela ABPIP no âmbito do REATE, em reunião realizada em 3 de abril de 2020, onde deixou registro em Ata em que menciona que *“está ocorrendo o estrangulamento do setor de petróleo e gás, sobretudo em função do preço atual do Brent, na faixa de 22 dólares, e também do desconto da Petrobras na comercialização, faixa de 8 dólares.”* e que *“hoje se paga royalties e participações com base nos valores de referência da ANP, que ignora os descontos efetuados pela Petrobras na compra de petróleo. Solicitaram que a ANP avalie a possibilidade de mudança na metodologia de cálculo do preço de referência, incorporando os descontos suportados pelas empresas do setor, permitindo que a política pública pudesse tratar os iguais de forma igual e os desiguais de forma desigual, no ambiente de crise atual.”*

Nas reuniões temáticas do REATE, outras empresas do setor apresentaram pedidos semelhantes, conforme registros em Ata:

**Empresa A**– *Entende que deveria haver uma política pública que garantisse a compra do petróleo pela Petrobras e com um deságio menor. Com relação à ANP, a empresa informou que os produtores possuem duas demandas na agência. A primeira diz respeito à fiscalização. Os produtores entendem que deveria existir regras diferenciadas que levassem em conta o tamanho do campo, por causa dos custos inerentes ao processo fiscalizatório. A segunda demanda é referente ao pagamento de royalties e aborda dois pontos distintos: a redução do percentual de 10% para 5%*

e a base de cálculo ser em cima do preço real de comercialização e não no de referência.

**Empresa B** – Em relação às propostas da empresa para o setor onshore, o representante citou que a primeira mudança equivale à negociação do deságio, passando de um valor fixo para um percentual do Brent. Essa alteração seria capaz de mitigar o risco dos produtores independentes, inclusive com a incorporação desses descontos no cálculo dos preços de referência para efeito de apuração dos Royalties. Nesse sentido, foi mencionado que o preço de referência deve ser o mais justo para o produtor.

**Empresa C** – Mencionou que o valor do desconto é resultado de uma conta interna da Petrobrás, que não é aberta nem negociável, (...) também que um desconto acima de US\$ 10, em uma conjuntura como a atual, é uma situação crítica em termos de caixa para a empresa. (...) Com a mudança para o preço de referência da ANP, conforme estabelecido pelo Decreto 2705/1998, eles entendem que o recolhimento dos Royalties acaba sendo por um preço maior do que o real de venda.

**Empresa D** – Relatou que o deságio descontado no valor médio mensal do Brent é fixo e entende que ele deveria ser proporcional ao valor do Brent por meio de um percentual.

**Empresa E** – mencionou que o deságio foi dobrando de valor com a renovação do contrato. Tal valor é resultado de uma conta interna da Petrobrás, que não é aberta nem negociável (...) Petrobrás explicou que não há negociação acerca desse ponto, nem explica quais são as variáveis, mas que é um cálculo interno por terminal. (...) No tocante ao preço de referência para cômputo dos royalties, os representantes (...) mencionaram que ele está muito próximo ao pago pela Petrobrás.

Em relação aos níveis de desconto praticados pela Petrobras nas compras realizadas junto aos produtores independentes, o Ministério de Minas e Energia – MME emitiu resposta às empresas ressaltando que vem “mantendo contato com a Petrobras a fim de expor a situação difícil pela qual as pequenas empresas produtoras passam, havendo expectativa de que as partes envolvidas encontrem um caminho viável para a continuidade dos contratos de comercialização”

Entretanto, na mesma resposta, o MME informou que “não tem qualquer interferência nos negócios da Petrobras, que deve desenvolver suas atividades econômicas em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado, conforme prevê o parágrafo 1º do Art. 61 da Lei 9.478/1997. Cabe destacar que esta prerrogativa legal faculta à Petrobras o direito de definir com autonomia sua política de preços, inclusive, junto aos seus fornecedores”

Ademais, interferências do Estado na política comercial de cunho privado podem ocasionar insegurança jurídica para novos investimentos. No caso específico em análise, essa iniciativa do poder público pode inclusive impactar negativamente os resultados dos processos de desinvestimento dos campos onshore e dos ativos de

refino da Petrobras. Concomitantemente, destaca-se a necessidade de respeito do contrato celebrado entre as partes, uma vez que o preço de comercialização é fruto de relações comerciais entre privados.

Em relação ao uso das notas fiscais de venda para efeito da cobrança de *royalties*, para embasar estudo do MME sobre os impactos da medida, foi solicitado que a ANP entrasse em contato com as empresas do setor para que estas encaminhassem informações sobre os preços de venda praticados nos meses de janeiro a abril de 2020, resultando em 37 (trinta e sete) formulários preenchidos e enviados por 17 (dezessete) empresas diferentes, num universo de 23 empresas pequenas ou médias que atuam no setor.

Importante ressaltar que todas as informações recebidas foram declaratórias, sem que tenham sido efetuados trabalhos de auditoria e confrontação entre os formulários recebidos e as notas fiscais correspondentes. Por esta razão, os resultados da consolidação dos dados são tratados pelo MME como estimativas iniciais, estando sujeitos a ajustes, correções e aprimoramentos posteriores.

Após a tabulação desses dados, foi realizada a comparação dos royalties cobrados com base nos preços de referência da ANP com aqueles estimados pela aplicação dos preços constantes das notas fiscais de venda, constatando-se que apenas em 8 (oito) dessas ocorrências (21,62%) haveria algum ganho para o concessionário em relação ao valor cobrado como royalties se fossem utilizados os preços de notas fiscais de venda, nos quatro meses considerados, conforme tabulação a seguir.

**Tabela 5: Projeção Anual de Royalties ANP x Royalties Estimados**

Mês de Referência	Empresa	ANP com Preços de Referência	Projeção com Notas Fiscais*	Diferenças	%
Janeiro	Empresa A	4.607.087,92	4.588.932,72	(18.155,20)	-0,39%
Janeiro	Empresa B	93.797,96	69.627,76	(24.170,20)	-25,77%
Janeiro	Empresa C	723.206,83	689.721,63	(33.485,20)	-4,63%
Janeiro	Empresa D	258.226,98	255.906,64	(2.320,34)	-0,90%
Janeiro	Empresa E	1.796.010,16	996.604,35	(799.405,81)	-44,51%
Fevereiro	Empresa C	657.205,96	625.621,64	(31.584,32)	-4,81%
Fevereiro	Empresa F	1.642.544,11	863.429,90	(779.114,21)	-47,43%
Março	Empresa F	1.089.822,54	1.028.725,88	(61.096,66)	-5,61%
	<b>TOTAL</b>	<b>10.867.902,46</b>	<b>9.118.570,52</b>	<b>(1.749.331,93)</b>	<b>-16,10%</b>

\* Aplicação dos preços das notas fiscais em substituição aos preços de referência da ANP.

Fonte: ANP. Elaboração própria

Cabe observar, portanto, que a maioria dos concessionários apresentou resultado diverso ao ilustrado na tabela anterior, apresentando uma vantagem econômica com o recolhimento dos royalties com base no preço de referência.

Em razão das conclusões acima, a área jurídica do MME tem analisado se é possível a aplicação da regra de forma opcional, por parte do concessionário, modelo que já é aplicado ao gás natural. Desse modo, só seriam apresentadas as notas fiscais se estas resultassem em redução no valor apurado para o pagamento de *royalties*.

A análise jurídica supracitada é relevante para que sejam respeitados os contratos celebrados com o Poder Público. Ademais, há outras questões que também cabem avaliação e estão relacionadas ao problema de segurança jurídica. Uma delas é em que medida mudanças na base de cálculo dos *royalties* do mercado *onshore* podem fomentar pleito para demandas similares em outras áreas de produção de hidrocarbonetos, suscitando revisões de procedimentos e regras que podem aumentar insegurança regulatória e desfavorecer ambiente de negócios do setor.

Adicionalmente, há necessidade de a ANP avaliar a magnitude dos problemas relatados para o produtor *onshore*, no enfrentamento e na mitigação dos pontos levantados, sempre preservando o respeito aos contratos assinados, bem como garantindo a segurança jurídica e regulatória do setor.

Além disso, a de se ponderar eventuais efeitos da substituição do preço de referência por nota fiscal no risco de subfaturamento de operações comerciais e consequentes reduções artificiais nas bases de cálculo de encargos regulatórios e tributários. Há, ainda, possível aumento de custo administrativo, a fim de auditar as informações constantes das notas fiscais.

Por fim, tendo em vista que a medida pode vir a representar impacto na arrecadação governamental, faz-se necessário que os órgãos responsáveis pela implantação e controle da citada política pública continuem aprofundando os estudos sobre os impactos fiscais decorrentes, incluindo avaliação do Ministério da Economia sobre os efeitos da proposta.

Ressalta-se, então, que as ações em estudo devem ir além de medidas meramente emergenciais, buscando apresentar soluções estruturantes com potencial para aumentar a competitividade do setor e ajudar na reativação da atividade de Exploração e Produção (E&P) de petróleo e gás natural no *onshore* brasileiro.

Uma outra circunstância para ser levada em consideração foi a iniciativa recente do CNPE para o setor *onshore*. Na última reunião do Conselho, de 04/06/2020, foi aprovada Resolução que indica como de interesse de política energética que a ANP avalie medidas para a redução das alíquotas para até 5% (cinco por cento) nos *royalties* pagos por pequenos e médios produtores, com o objetivo de promover a manutenção e o incremento da exploração e produção competitiva de petróleo e de gás natural por esse segmento que é majoritariamente *onshore*. Trata-se, assim, de fato novo e subsequente ao pleito de mudança de base de cálculo de preço de referência para nota fiscal.

### 5.3. Plataforma Eletrônica

A plataforma de comercialização eletrônica também foi um dos assuntos abordados nas reuniões dos agentes. De acordo com os produtores independentes, uma plataforma de comercialização eletrônica aproximaria a oferta e a demanda do segmento *onshore*, além de garantir segurança no processo de pagamento.

A maioria dos produtores entende que um mercado mais aberto seria melhor para todos, em que as negociações poderiam ocorrer à vista e ponto a ponto, em que há a negociação do preço.

No tocante às refinarias privadas, alguns produtores mencionaram que recebem o pagamento antecipado, inclusive sendo relatado que não há risco no processo de comercialização, uma vez que a liberação do produto apenas ocorre mediante o pagamento da compra anterior. Nesse sentido, a percepção de risco quanto ao pagamento relacionado aos novos entrantes também pode ser outro fator de incentivo para o desenvolvimento da plataforma de comercialização.

De acordo com dados da ANP, a indústria terrestre está composta atualmente por 28 produtores independentes. Em termos de refinarias, há as 14 da Petrobras, a Dax Oil, na Bahia, a de Manguinhos, no Rio de Janeiro, a Rio Grandense, No Rio Grande do Sul, e a Univem Petróleo, em São Paulo. Recentemente, foi dada autorização pela ANP para a construção de uma refinaria de pequeno porte na Bahia, pela empresa Brasil Refinarias. Além disso, duas empresas estão em processo de elaboração de projetos de refinarias, a Oil Group está elaborando projetos de refinarias nos estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo, Bahia/Sergipe e Maranhão, sendo que as do Espírito Santo e Bahia/Sergipe são as opções para o petróleo *onshore*. Já a Noxis Energy obteve recentemente a Licença Premia do Licenciamento Ambiental para a construção de refinaria em Sergipe, com previsão de finalização em 36 meses.

Adicionando as expectativas acima, há os processos de desinvestimento de polos no *onshore* e de 8 refinarias da Petrobras, sendo 3 do Nordeste, onde se concentra mais o segmento *onshore*, 1 no Sudeste, 3 no Sul e 1 no Norte. Na primeira etapa do processo estão as unidades de Abreu e Lima (Rnest), em Pernambuco; Landulpho Alves (Rlam), na Bahia; Presidente Getúlio Vargas (Repar) no Paraná; e Alberto Pasqualini (Refap), no Rio Grande do Sul. Já na segunda etapa, incluem-se as Refinarias Gabriel Passos (Regap), em Minas Gerais; Isaac Sabbá (Reman), no Amazonas; Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor), no Ceará; e Unidade de Industrialização do Xisto (Six) no Paraná.

Considerando as condições estruturais do mercado, com os produtores independentes responsáveis por apenas 12,89% do volume total produzido em terra e as refinarias da Petrobras adquirindo quase a totalidade da produção *onshore*, é

possível que não haja incentivos do lado da demanda para a implantação de uma plataforma de comercialização eletrônica.

Entretanto, há um cenário de melhorias em que possivelmente os agentes do mercado irão se ampliar, não apenas na produção, por intermédio da entrada de novos atores decorrente do desinvestimento de polos da Petrobras e dos consequentes aumentos dos investimentos e da produção, mas também pela entrada de novos agentes na área de refino, conforme projetos em andamento relatados acima e devido ao processo de desinvestimento das refinarias da Petrobras, previsto para finalizar em 2021.

Além disso, com o aumento da escala de produção, provavelmente a exportação se tornará viável como outra opção de venda para os produtores independentes. Diante disso, o ambiente de negócios desse segmento se tornará mais propício à competição, o que pode refletir na melhoria das condições dos preços.

Atualmente, no Brasil, existem produtos financeiros ligados ao petróleo que são negociados em bolsa de valores, como contratos futuros e opções, cujas finalidades principais são obter proteção de capital (hedge), mas não há no setor sistema que se aproxima da plataforma em comento.

O caso mais próximo vem de outro setor. Em 15 de abril de 2020, a Confederação da Agricultura e Pecuária do Brasil (CNA) lançou plataforma de comércio eletrônico ([mercado.cnabrasil.org.br](http://mercado.cnabrasil.org.br)), com o objetivo de conectar produtores rurais, aplicativos de compras, redes de supermercados e prestadores de serviço de frete. O objetivo do novo site é fomentar o comércio de produtos agrícolas. A plataforma tem três tipos de usuários cadastrados, o Produtor rural, Compradores (pessoa física ou jurídica), e rede de logística. Só os usuários cadastrados têm acesso às negociações.

O desenvolvimento do setor de petróleo, com aumento do número de *players* nas várias etapas da cadeia produtiva, pode levar a situações como as descritas no parágrafo anterior, em que o amadurecimento do mercado propicia criação de novos instrumentos financeiros e arranjos comerciais. Mecanismos resultantes desse processo tendem a ser mais consistentes e perenes do que os criados por distorções de mercado amparadas por encargos regulatórios e outras formas de subvenção governamental.

Em vista do exposto, avalia-se que a plataforma eletrônica de comercialização é instrumento para ser desenvolvido pelo mercado em busca de ganhos de eficiência econômica. Uma questão a considerar é que a própria regulação pode estabelecer entraves ao surgimento de novos arranjos comerciais e modelos de negócios. Cabe, então, avaliação e iniciativa dos órgãos públicos para tentar solucionar eventuais empecilhos regulatórios às transações comerciais eficientes. Contudo, no caso da

plataforma eletrônica em comento, não foram identificados esses entraves, no âmbito do arcabouço regulatório do setor de petróleo.

Vale ressaltar que, caso a plataforma eletrônica de comercialização venha a ser desenvolvida pelo mercado em busca de ganhos de eficiência econômica, é pertinente que o CADE seja consultado para avaliação de eventuais impactos sobre a concorrência. Além disso, seria importante averiguar a necessidade de autorização da Comissão de Valores Mobiliários.

#### **5.4. Contratação de serviço de refino**

Esta seção avalia de forma preliminar justificativas e questões regulatórias e tributárias referentes à possibilidade de flexibilizar a contratação de serviços de refino a diferentes elos da cadeia produtiva. Inicialmente, serão apresentados os estudos desenvolvidos pelo Governo Federal sobre o tema. Em seguida, abordar-se-ão as restrições regulatórias vigentes no arcabouço normativo. Nas seções subsequentes, serão apresentadas as possibilidades de aprimoramento regulatório, os possíveis efeitos da possibilidade de flexibilizar a contratação de serviço de refino e os aspectos tributários relacionados ao tema.

##### **5.4.1. Iniciativas no âmbito do Governo Federal**

No início de 2018, a Portaria MME nº 9/2018 instituiu o Grupo de Trabalho (GT) com o objetivo de identificar, analisar e sugerir ações necessárias para incentivar investimentos em infraestrutura, especificamente em atividades dos setores de refino de petróleo e de petroquímica no País. Das propostas do GT de 2018, destaca-se a relativa à prestação de serviços de refinador a outros segmentos, a partir da avaliação da viabilidade de operacionalizar a referida atividade.

A proposta foi resultado das reuniões realizadas com os agentes de mercado, especificamente àqueles autorizados a atuarem na atividade de refino. Sugerida pelo grupo privado do setor, a medida demonstra o interesse dessas unidades em operacionalizar atividades alternativas na cadeia produtiva de derivados do petróleo. A título de exemplificação foram apresentadas as seguintes propostas:

- i. verificação de possibilidades de parcerias entre produtores regionais e refinarias pequenas;
- ii. regulamentação que permita a prestação de serviços de refino para terceiros interessados, inclusive consumidores; e
- iii. liberação da prestação de serviços de refino para outras empresas que não sejam refinarias.

A flexibilização da contratação de serviços de refino foi considerada igualmente no relatório “Estudos do art. 2º da Resolução CNPE no 12/2019”<sup>40</sup>. De modo geral, o relatório trata de restrições da regulação a arranjos comerciais da cadeia produtiva de combustíveis. De acordo com o documento, essas restrições, ao cercear as opções de comércio disponíveis aos agentes, podem criar barreiras à entrada e dificultar o trabalho do mercado de selecionar os modelos de negócios mais eficientes. Os arranjos comerciais decorrentes da flexibilização da contratação de serviços de refino foram incluídos no rol de modelos de negócios limitados pela regulação. A transcrição a seguir, ilustra o exposto.

*“De modo geral, indicam-se restrições regulatórias de comercialização e participação societária no abastecimento de combustíveis que podem constituir barreiras à entrada e criar obstáculos para o mercado revelar os arranjos de negócios mais eficientes. Por isso, apresentam-se propostas de aprimoramento normativo que endereçam esses problemas potenciais. As propostas alcançam produtores (refinarias) e importadores de combustíveis, tanto incumbentes, como entrantes.”*

Apesar das iniciativas governamentais sobre o assunto, ainda permanecem regras regulatórias que restringem a contratação de serviços de refino a vários agentes da cadeia produtiva de petróleo. Na próxima seção, especifica-se a restrição regulatória para esse tipo de serviço.

#### **5.4.2. Restrição regulatória**

Apesar dos potenciais benefícios da prestação de serviços de refino a outros elos da cadeia produtiva, existem restrições regulatórias que restringem esse modelo de negócio a determinados elos da cadeia produtiva.

Para o produtor de derivados (refinaria), há previsão regulatória para a prestação de serviço de refino. Essa possibilidade está prevista por meio do art. 23 da Resolução ANP Nº 16/2010, conforme transcrição a seguir.

*Art. 23. Fica condicionada à aprovação da ANP a prestação de serviços de refino de Petróleo ou de correntes intermediárias, nas instalações autorizadas por esta Resolução.*

Esse arranjo de comercialização depende de prévia autorização da ANP. Para esse processo, a refinaria contratada deverá enviar à Agência um conjunto de informações, tais como a identificação do contratante e os limites da prestação do serviço, prazos contratuais entre as partes, a discriminação, origem e o volume da matéria prima e o destino dos derivados produzidos.

---

<sup>40</sup><http://www.mme.gov.br/documents/36220/895361/Relat%C3%B3rio+RCNPE+12-2019+v12.pdf/641a1bf0-b53d-3d36-c273-ae773b53557e>

Outra constatação é que a autorização da prestação de serviço de refino veio acompanhada de restrições para contratação. De acordo com a Resolução ANP nº 16/2010, apenas importadores, refinadores e centrais petroquímicas podem contratá-lo, conforme trecho transcrito a seguir do art. 23 da norma.

Art.

23.

.....  
(...).

*§ 2º Somente poderá contratar serviço de refino um outro Agente Autorizado por esta Resolução, uma central de matéria-prima petroquímica ou um importador de petróleo e derivados com atividades autorizadas pela ANP.*

Deve-se ressaltar que essa possibilidade de mudança regulatória, a permissão para que produtores independentes contratem serviço de refino, vai ao encontro dos esforços da administração pública federal na promoção de um ambiente mais competitivo na indústria de refino e, portanto, confere amparo adicional a esta proposta.

De acordo com a ANP, ao longo de quase 10 anos, apenas duas prestações de serviço de refino foram aprovadas pela Agência. A primeira delas ocorreu entre 2013/2014, em que a contratada foi a Riograndense (refinaria) e a contratante foi a Petrobras (refinaria) e a outra, em 2018, tendo Maguinhos (refinaria) como contratada e Dax Oil como contratante (importadora). Além desses, houve demonstração de interesse por parte de um agente econômico (mineradora/produzora de materiais refratários) não enquadrado nos termos da Resolução ANP nº 16/2010, art. 23, § 2º, transcrito anteriormente.

### **5.4.3. Possibilidade de aprimoramento da regulação**

A flexibilização na regulação das possibilidades de contratação de serviço de refino é uma alternativa de aprimoramento normativo do setor de petróleo com potencial de contribuir para o desenvolvimento do mercado onshore. Para tanto, visualiza-se necessário alterar o art. 23 da Resolução ANP nº 16/2010. A extensão dos tipos de agentes autorizados a contratar serviço de refino pode contemplar o próprio produtor *onshore*, entre outros agentes da cadeia de petróleo.

Adicionalmente, a possibilidade de aprimoramento normativo supracitada pode requerer outras mudanças regulatórias, especificamente, em relação à comercialização de petróleo e seus derivados. A viabilidade econômica da medida relaciona-se com a possibilidade de o agente contratante comercializar os referidos derivados e combustíveis. Isso porque a motivação econômica de contratar serviço de refino depende da possibilidade de vender os produtos desse processo, que são os

mencionados derivados e combustíveis. Ademais, a ampliação dos elos da cadeia produtiva do petróleo autorizados a contratar serviço de refino pode requerer, complementarmente, ampliação do rol daqueles que podem adquirir petróleo.

Em relação ao produtor *onshore*, uma opção de comercialização de combustível é a possibilidade de arranjos de negócios firmados com o distribuidor de combustível. De qualquer forma, quanto mais agentes puderem contratar serviço de refino, maior o incentivo à diversificação do perfil de demanda do produtor *onshore*. Como se esclareceu, a flexibilização na regulação das possibilidades de contratação de serviço de refino pode ensejar, por sua vez, flexibilização das regras de comercialização de petróleo e combustíveis para que o contratante desse serviço tenha condições de comercializar os respectivos produtos associados ao processo.

Em relação à flexibilização da comercialização de combustíveis, observam-se questões em análise na Agenda Regulatória 2020-2021 da ANP. Uma dessas é a possibilidade de comercialização de etanol hidratado combustível por produtor diretamente com a revenda varejista de combustíveis automotivos. Essa possibilidade também foi tratada na 2ª Reunião Extraordinária de 2020 do conselho, que aprovou resolução com diretrizes para a operação<sup>41</sup>. Outras iniciativas no mesmo sentido são objeto de análises indicadas na Resolução CNPE no 12/2019.

#### **5.4.4. Efeitos esperados sobre a possibilidade de medida regulatória**

A permissão de contratação de serviço de refino por produtores independentes e outros segmentos da cadeia produtiva amplia alternativas de negócios do agente de refino. A possibilidade pode ser atraente para esse segmento ao permitir a redução de riscos operacionais, influenciados pela aquisição da matéria prima (óleo cru). Dessa forma, para a refinaria também é vantajoso porque diminui riscos, especialmente o risco de precificação. Esse argumento foi um dos posicionamentos favoráveis à proposta de flexibilização da restrição de contratação.

A possibilidade de aprimoramento regulatório apresenta novas oportunidades de investimento no segmento, estimulando o aumento da capacidade instalada e a entrada de novos agentes no setor. Adicionalmente, pode haver incentivos à utilização de capacidade ociosa, favorecendo a redução dos custos fixos médios do agente, além de reduzir o custo de oportunidade de manter uma capacidade instalada de processamento acima das características estruturais do mercado.

---

<sup>41</sup> [http://www.mme.gov.br/todas-as-noticias/-/asset\\_publisher/pdAS9lCdBICN/content/cnpe-aprova-medidas-com-vistas-a-retomada-da-economia-pos-pandemia](http://www.mme.gov.br/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9lCdBICN/content/cnpe-aprova-medidas-com-vistas-a-retomada-da-economia-pos-pandemia)

Segundo estudo elaborado por Avdasheva (2002), para a experiência russa, a contratação de serviço de refino reduz a necessidade de capital de giro da empresa, o qual é um dos principais entraves para o aumento do volume de derivados produzidos. Segue transcrição de trecho do estudo:

*. Why is it possible to say that a refining enterprise is locked inside the tolling? The answer is connected to the so-called “deficit of working capital problem” which is faced by most of the Russian enterprises.*

Ainda para a experiência russa, embora os contratos de industrialização por encomenda não eliminem a dupla margem de lucro da cadeia produtiva, essa possibilidade é uma iniciativa promotora de eficiência, conforme pode ser observado no estudo de Avdasheva (2002) transcrito a seguir.

*We have enough grounds to conclude that as a vertical restraints tolling is an insufficient tool of suppressing negative vertical externalities (“double marginalisation” analyzed above is an example of them) and that it promotes efficiency.*

O exposto indica que restrições regulatórias à contratação de serviço de refino de petróleo e de outras atividades na cadeia produtiva decorrentes dessa contratação podem limitar alternativas de negócios do mercado *onshore* e, por conseguinte, oportunidades de crescimento desse segmento, bem como de favorecimento das condições de concorrência e ganhos de eficiência econômica.

Atualmente, o segmento *onshore* é caracterizado por aquisição de petróleo quase majoritária de uma única empresa e não apresenta escala mínima operacional para viabilizar exportações. Dessa forma, quanto maiores forem as possibilidades de contratação de serviço de refino por diferentes elos da cadeia produtiva, maior será o incentivo à diversificação do perfil de demanda do produtor em terra. Com isso, o produtor de petróleo terá mais opções de venda e poderá negociar com uma quantidade maior de agentes da cadeia produtiva, a exemplo de distribuidores de combustíveis.

Conforme explicado há pouco, a flexibilização na regulação das possibilidades de contratação de serviço de refino pode requerer, por sua vez, flexibilização das regras de comercialização de petróleo e seus derivados para que o contratante desse serviço tenha condições de comercializar os respectivos produtos associados ao processo.

Como já se comentou, o relatório “Estudos do art. 2º da Resolução CNPE no 12/2019” trata das flexibilizações supracitadas. Contudo, no caso particular da contratação de serviços de refino, não se apresentam informações mais específicas que são exploradas neste documento para contribuir com o avanço da análise sobre o assunto. É o caso, inclusive, da próxima subseção que trata de questões tributárias afetas ao serviço em tela.

#### 5.4.5. Aspectos tributários

A possibilidade de flexibilidade de contratação de serviço de refino e de comercialização de petróleo pelo produtor e de derivados por diferentes elos da cadeia produtiva deve ser precedida de uma avaliação sobre possíveis entraves tributários para a implementação dessa oportunidade de negócio.

Em relação à tributação federal, a princípio, não são visualizados ajustes em relação aos tributos PIS/CONFIS, os quais incidem sobre os produtores e importadores de derivados, conforme art. 4º da Lei 9718/1998. Pelo contrário, a possibilidade de redução da capacidade ociosa operacional, por meio da flexibilidade de contratação de serviço de refino, pode aumentar o faturamento do refinador, aumentando as perspectivas de arrecadação de PIS/CONFIS.

Para as etapas a montante da produção de derivados, a possibilidade de comercialização de petróleo a diferentes elos da cadeia produtiva pode também não requerer ajustes tributários em relação à tributação estadual. Conforme mencionado nas seções anteriores, para comercialização interestadual, não há incidência de ICMS. Por outro lado, as operações intraestaduais geram, em tese, fato gerador de recolhimento do tributo, mas, em cada estado, poderão ser concedidos regimes especiais que vão desde a isenção total até o diferimento do imposto para a etapa subsequente da cadeia.

Da mesma forma, a comercialização de derivados de petróleo por diferentes segmentos pode também não exigir ajustes de tributação a nível estadual. Embora as refinarias desempenhem a função de substituto tributário, conforme o Convênio ICMS 110/2007 (Confaz), apenas os distribuidores sabem efetivamente os locais onde os combustíveis são comercializados com os demais elos da cadeia produtiva.

Dessa forma, possíveis informações prestadas pelos distribuidores também podem ser fornecidas por outros agentes da cadeia produtiva. Cabe observar que, mantendo as mesmas condições regulatórias para autorização da prestação do serviço, como o volume e o destino dos derivados produzidos, poderá haver uma simetria de informações quanto ao local de consumo dos combustíveis.

Acrescente-se à observação anterior, a informação de que os parâmetros de cálculo da retenção do imposto estadual podem depender de um conjunto de informações prévias à comercialização do combustível ao consumidor final. De acordo com Convênio ICMS 142/2018 (Confaz), o cálculo do imposto estadual retido depende do preço final a consumidor. Na ausência dessa variável, o cálculo passa a depender dos valores do PMPF (Preço Médio Ponderado a Consumidor Final) ou MVA (Margem de Valor Agregado), por exemplo. Essa observação pode ser visualizada no trecho do Convênio ICMS 142/2018 transcrito a seguir.

*Cláusula décima A base de cálculo do imposto para fins de substituição tributária em relação às operações subsequentes será o valor correspondente ao preço final a consumidor, único ou máximo, fixado por órgão público competente, nos termos do § 2º do art. 8º da Lei Complementar nº 87, de 13 de setembro de 1996.*

*Cláusula décima primeira Inexistindo o valor de que trata a cláusula décima, a base de cálculo do imposto para fins de substituição tributária em relação às operações subsequentes, nos termos do art. 8º da Lei Complementar nº 87/96, corresponderá, conforme definido pela legislação da unidade federada de destino, ao:*

*I - Preço Médio Ponderado a Consumidor Final (PMPF);*

*II - preço final a consumidor sugerido pelo fabricante ou importador;*

*III - preço praticado pelo remetente acrescido dos valores correspondentes a frete, seguro, impostos, contribuições e outros encargos transferíveis ou cobrados do destinatário, adicionado da parcela resultante da aplicação sobre o referido montante do percentual de Margem de Valor Agregado (MVA) estabelecido na unidade federada de destino ou prevista em convênio e protocolo, para a mercadoria submetida ao regime de substituição tributária, observado o disposto no §§ 1º a 3º desta cláusula.*

Embora os efeitos tributários a nível estadual possam ser um aspecto a ser avaliado, visualiza-se a equivalência das possibilidades de contratação de serviço de refino e de comercialização ao contexto atual, caracterizado pela intermediação dos distribuidores na etapa de comercialização ao varejo.

Por fim, sobre a possibilidade de divergências sobre a incidência de ISS ou ICMS sobre as situações de industrialização sob encomenda, a exemplo da proposta em análise, cabe citar novamente o julgamento do STF sobre o assunto. Segundo o entendimento dessa Corte, quando a industrialização por encomenda resultar em produtos que serão comercializados ou utilizados como matéria prima, os fatores gerados levam à incidência de ICMS nessas operações.

O entendimento jurídico do STF equivale às possibilidades de relações comerciais fruto das possibilidades de contratação abordadas nesse relatório, uma vez que a contratação do serviço de refino, acompanhada de modelos de negócios para a comercialização de derivados por elos distintos da cadeia produtiva, e não para consumo final, seria um exemplo de situação com fato gerador de ICMS.

## **5.5. Considerações finais**

Algumas questões apresentadas pelos agentes de mercado foram avaliadas com maior profundidade por terem sido mais recorrentes, ou avaliadas como mais críticas, na etapa de oitivas. As questões são o deságio sobre o preço de

comercialização do petróleo *onshore*, a base de cálculo de royalties, plataforma eletrônica de comercialização e contratação de serviço de refino.

Em relação ao deságio sobre o preço de comercialização do petróleo, os agentes relataram que o valor do deságio não acompanha a variação de referências de preço internacional do produto, entre outras questões que julgam prejudiciais ao produtor de petróleo *onshore*. Por se tratar de relação contratual entre particulares, cabe apontar o risco de segurança jurídica de eventual regulação de matéria que tem sido pactuada livremente pelo mercado. Esse risco tem custos ainda maiores considerando os desinvestimentos estatais na cadeia produtiva do petróleo e as perspectivas de aproximação de uma estrutura de mercado mais competitiva que o êxito desse processo poderia propiciar ao segmento *onshore*.

Não obstante, para a discussão de relação contratual entre particulares, há os instrumentos previstos no Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), particularmente, pela Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. O sistema permite investigar eventual abuso de poder de mercado, entre outras condutas anticompetitivas, de uma das partes. Para tanto, faz-se necessária apresentação formal de denúncia de infração à ordem econômica, embasadas em fatos concretos, para o Cade.

A respeito do preço de referência para o cálculo dos *royalties*, os agentes comentaram ser mais apropriado obtê-lo a partir de notas fiscais de venda do petróleo. Isso porque os preços de comercialização do petróleo têm sido inferiores ao preço de referência usado atualmente para o cálculo de royalty, o que agravaria o custo desse encargo.

Sobre a questão, a ANP fez levantamento no qual diferenças mais destacadas entre o preço de referência para cálculo de *royalty* e o preço de comercialização do produtor *onshore* ocorreram oito vezes em um total de trinta e sete casos investigados, de modo que não há clareza da onerosidade regulatória. Dessa forma, fazem-se necessários mais estudos, considerando adicionalmente aspectos relativos ao cumprimento de condições contratuais vigentes, ao risco de judicialização das regras sobre assunto, bem como de efeitos fiscais de mudança dessas regras.

Quanto à utilização de plataforma eletrônica de comercialização, a discussão ocorreu em torno da possibilidade de se tratar de uma ferramenta que poderia ampliar as alternativas de comercialização do segmento *onshore*, além de garantir segurança no processo de pagamento. Nesse ponto, não se identificaram entraves na regulação do setor de petróleo que impedissem a aplicação da ferramenta, de modo

que, caso o mercado adote a prática por livre iniciativa, avalia-se apenas pertinente consulta prévia ao Cade para que o instrumento seja utilizado em conformidade com as normas do direito econômico. Novamente aqui cabe a sinalização de que a regulação do setor acompanha e incentiva o processo de desinvestimento estatal e aumento de número de *players* no setor, deixando para o mercado a seleção dos arranjos comerciais mais eficientes. Dessa forma, confere-se mais segurança jurídica ao referido processo e aos seus efeitos esperados na organização industrial mais competitiva e eficiente da atividade *onshore*.

A contratação do serviço de refino, por sua vez, é uma atividade com previsão regulatória no país, mas está restrita a determinados elos da cadeia produtiva, havendo apenas a possibilidade de o importador, centrais petroquímicas e outras refinarias contratarem esse tipo de serviço. A flexibilização de tais restrições pode ampliar as alternativas de comercialização do produtor *onshore*, diversificando o perfil de seus consumidores e superando o contexto atual de monopólio. É um cenário de maior atratividade do investimento *onshore*, e, por conseguinte, de incentivo à entrada de agentes e ao aumento dos níveis de produção, renda e emprego.

A flexibilização das possibilidades de contratação de serviço de refino pode requerer outras mudanças regulatórias, especificamente, em relação à comercialização de petróleo e seus derivados. Isso porque o agente só vai contratar esse serviço se puder comercializar os referidos derivados e combustíveis.

A extensão dos tipos de agentes autorizados a contratar serviço de refino pode contemplar o próprio produtor *onshore*, entre outros agentes da cadeia de petróleo. Quanto mais ampla a flexibilização, maior o potencial de diversificação do perfil de demanda e dos benefícios elencados há pouco.

Em relação aos aspectos tributários, não foram visualizados, a princípio, entraves no âmbito dos tributos federais e estaduais para a flexibilização em tela. Contudo, há condições de contorno a serem observadas para a flexibilização, como a observância das exigências de especificação dos derivados de petróleo e combustíveis comercializados, a capacidade de fiscalização da agência reguladora de tal comercialização, entre outros fatores.

Em face das considerações elencadas, a possibilidade de aprimoramento regulatório identificada favorável ao aumento da concorrência e, em última instância, da eficiência econômica é a flexibilização dos tipos de agentes autorizados a contratar do serviço de refino, que pode exigir também flexibilização das restrições à comercialização de combustível. Como já se ponderou, existem condições de

contorno a serem observadas. De qualquer forma, as flexibilizações possíveis, pelo potencial de diversificar a demanda do produtor *onshore*, contribuem para promover a concorrência e a atratividade econômica do segmento.

Embora a discussão da normatização da atividade de refino de forma mais ampla esteja prevista na Agenda Regulatória da ANP do período 2020/2021, avalia-se oportuno conferir destaque às flexibilizações em tela, indicando cenários com graus distintos de flexibilização para se aproveitar o potencial de ganho de concorrência e atratividade econômica da medida para o mercado *onshore*.

## 6. CONCLUSÃO

Este trabalho decorre da Resolução nº 27, de 12 de dezembro de 2019, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A norma institui Comitê para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE 2020). O documento, em particular, apresenta trabalho do Subcomitê que integra a iniciativa com o propósito de tratar das questões de concorrência da referida atividade.

Durante os trabalhos conduzidos pelo Subcomitê, foram realizadas consultas aos agentes de mercado das atividades de produção, refino e exportação de petróleo. O objetivo foi aproveitar a iniciativa do REATE para levantar informações diretamente das firmas atuantes na indústria a respeito das questões de concorrência objeto de avaliação. Para contextualizar a discussão, avaliaram-se experiências de outros países, bem como o arcabouço regulatório e a estrutura de mercado do segmento *onshore* no país.

A respeito da experiência internacional, observam-se similaridades com o caso brasileiro, em vista da prevalência da atuação de companhias estatais e da propriedade do Estado dos recursos naturais localizados no subsolo. Um modelo distinto de aproveitamento econômico é o dos Estados Unidos, onde os recursos do subsolo são propriedade do dono da superfície. Essa estrutura regulatória tem mais incentivo à exploração dos recursos minerais e pode ter favorecido crescimento expressivo da produção de petróleo no país, ao amparo da atuação de empresas privadas, nos últimos anos.

A participação da iniciativa privada na indústria de petróleo não é exclusividade da economia norte-americana. Na Argentina, a *Yacimientos Petroliferos Fiscales* (YPF), principal empresa petrolífera do país, foi privatizada em 1992. No México, em 2013, eliminou-se o monopólio estatal no setor de petróleo e se implementou outra série de iniciativas para atrair investidores privados.

No Brasil, as iniciativas mais recentes são igualmente de atração da iniciativa privada para a exploração de petróleo e gás natural. Antes de discorrer sobre as mesmas, no entanto, vale registrar as atuais características do segmento *onshore* do país. Trata-se de atividade concentrada, tanto geograficamente, como do ponto de vista econômico. Regionalmente, a concentração de produção ocorre no Nordeste, com uma participação relevante dos Estados do Rio Grande do Norte, Bahia e Sergipe, respondendo por 70% do volume total produzido no ano de 2019.

Do ponto de vista econômico, o mercado apresenta níveis de concentração expressivos na oferta e na demanda. Do lado a oferta, observa-se a posição

dominante da Petrobras com quase 95% do total produzido de petróleo e 83% de todo o gás natural de extração terrestre no ano de 2019. Do lado da demanda, a concentração é ainda maior. Exceto no Estado da Bahia, a empresa mantém posição de monopólio. Constatase, então, que, além de concentrada, a atividade é amplamente dependente da atuação de agente estatal.

Não obstante à concentração e dependência de investimento estatal, há perspectiva para o segmento *onshore* vivenciar transição para um mercado mais competitivo e ancorado em investimento privado. Do lado da oferta, observa-se o processo de desinvestimento da Petrobras em campos de produção *onshore*. Atualmente, a estatal não apresenta como prioridade em seus planos estratégicos a manutenção de ativos localizados em áreas terrestres. Isso vale particularmente para projetos de investimento na recuperação de campos maduros, que têm sido objeto de planos de desinvestimentos na estratégia de direcionamento de recursos para empreendimentos *offshore*, sobretudo, nos megacampos do pré-sal.

Com início em 2014, a previsão de desinvestimentos contempla um total de 212 campos com participação da empresa, sendo 142 campos *onshore*. Esse reposicionamento da empresa tem possibilitado uma tendência de crescimento da produção de petróleo entre as pequenas e médias empresas.

Do lado da demanda, há igualmente iniciativas favoráveis ao desinvestimento estatal que pode mudar o quadro de monopólio existente hoje. É o caso da Resolução CNPE nº 9/2019 que estabelece diretrizes para a promoção da concorrência na atividade de refino no país. Dentre essas diretrizes, está a indicação de ser de interesse da política energética a transferência de refinarias potencialmente concorrentes para grupos econômicos distintos.

Em convergência com as diretrizes da Resolução CNPE nº 9/2019, foram estabelecidos compromissos de desinvestimento estatal em refino no Termo de Compromisso de Cessação (TCC), que foi celebrado entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e a Petrobras. O acordo prevê a venda de oito empreendimentos de refino da empresa. O desinvestimento tem o potencial de aumentar a competição no segmento de refino, bem como incentivar a realização de investimentos para ampliação da capacidade de processamento de petróleo no Brasil, contribuindo para desconcentrar a demanda do produtor *onshore*, particularmente por englobar refinarias localizadas na Região Nordeste e no Estado do Amazonas, os quais apresentam posição de destaque na produção *onshore*.

Por meio do TCC, há previsão da venda das seguintes refinarias até 31 de dezembro de 2021: Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco; Unidade de

Industrialização de Xisto e Refinaria Presidente Getúlio Vargas, ambas no Paraná; Refinaria Landulpho Alves, na Bahia; Refinaria Gabriel Passos, em Minas Gerais; Refinaria Alberto Pasqualini, no Rio Grande do Sul; Refinaria Isaac Sabbá, no Amazonas; e Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste, no Ceará.

As iniciativas de desinvestimento estatal na indústria de petróleo favorecem a construção de um mercado *onshore* mais competitivo, possibilitando o protagonismo do investimento privado em uma estrutura de mercado mais próxima do modelo competitivo. Esse contexto de esforços de desconcentração e atração de investimentos privados para indústria de petróleo e gás natural do país é importante para a análise subsequente das questões de concorrência tratadas pelo Subcomitê. Isso porque o êxito desses esforços tende a se correlacionar com a segurança jurídica da regulação adiante comentada.

Conforme indicado anteriormente, uma etapa relevante dos trabalhos do Subcomitê de Promoção de Livre concorrência foi a realização de consultas aos agentes de mercado das atividades de produção, refino e exportação de petróleo. Relataram-se problemas relacionados com a tributação estadual, com a infraestrutura portuária e o alfandeamento de terminais de uso privado. Em que pesem a relevância dos temas e possibilidades de aprimoramento regulatório, não se identificaram problemas particulares do mercado *onshore*, e sim circunstâncias que afetam de modo indistinto outras atividades econômicas, de modo que foge ao escopo do trabalho avaliação mais detalhada.

Foram relatadas uma série de outras questões, como o limite estabelecido para a queima de gás natural, o licenciamento ambiental, tecnologias de pequenas refinarias. Nesse último caso, não se encontraram normas da regulação do setor de petróleo que constituíssem barreiras à entrada. Para os demais tópicos, fogem ao escopo da análise de questões de concorrência.

O tamanho dos polos (conjunto de campos de petróleo e gás natural) de desinvestimento da Petrobras foi objeto também de comentário dos agentes consultados pelo Subcomitê. Indicaram que a agregação dos ativos implica necessidade de aporte de capital do interessado em adquiri-los que constitui barreiras à entrada para pequenas e médias empresas no segmento *onshore*. No entanto, nos termos da legislação vigente, não há restrições para essa modelagem de investimento. Ademais, a imposição de restrições regulatórias para tanto pode criar insegurança jurídica para o processo em curso de desinvestimento, comprometendo a desconcentração de mercado, o ingresso de capital privado e a entrada de novos *players*. A ocorrência dessas circunstâncias, como se comentou anteriormente,

pavimentaria o caminho para tornar o segmento *onshore* mais próximo de uma estrutura de mercado competitiva.

Algumas questões apresentadas pelos agentes de mercado foram avaliadas com maior profundidade por terem sido mais recorrentes, ou avaliadas como mais críticas, na etapa de oitivas. As questões são o deságio sobre o preço de comercialização do petróleo *onshore*, a base de cálculo de *royalties*, plataforma eletrônica de comercialização e contratação de serviço de refino.

Em relação ao deságio sobre o preço de comercialização do petróleo, os agentes relataram que o valor do deságio não acompanha a variação de referências de preço internacional do produto, entre outras questões que julgam prejudiciais ao produtor de petróleo *onshore*. Por se tratar de relação contratual entre particulares, cabe apontar o risco de segurança jurídica de eventual regulação de matéria que tem sido pactuada livremente pelo mercado. Esse risco tem custos ainda maiores considerando os desinvestimentos estatais na cadeia produtiva do petróleo e as perspectivas de aproximação de uma estrutura de mercado mais competitiva que o êxito desse processo poderia propiciar ao segmento *onshore*.

Não obstante, para a discussão de relação contratual entre particulares, há os instrumentos previstos no Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC), particularmente, pela Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. O sistema permite investigar eventual abuso de poder de mercado, entre outras condutas anticompetitivas, de uma das partes. Para tanto, faz-se necessária apresentação formal de denúncia de infração à ordem econômica, embasada em fatos concretos, para o Cade.

A respeito do preço de referência para o cálculo dos *royalties*, os agentes comentaram ser mais apropriado obtê-lo a partir de notas fiscais de venda do petróleo. Isso porque os preços de comercialização do petróleo têm sido inferiores ao preço de referência usado atualmente para o cálculo de *royalty*, o que agravaria o custo desse encargo.

Sobre a questão, a ANP fez levantamento no qual diferenças mais destacadas entre o preço de referência para cálculo de *royalty* e o preço de comercialização do produtor *onshore* ocorreram oito vezes em um total de trinta e sete casos investigados, de modo que não há clareza da onerosidade regulatória. Dessa forma, fazem-se necessários mais estudos, considerando adicionalmente aspectos relativos ao cumprimento de condições contratuais vigentes, ao risco de judicialização das regras sobre assunto, bem como de efeitos fiscais de mudança dessas regras.

Quanto à utilização de plataforma eletrônica de comercialização, a discussão ocorreu em torno da possibilidade de se tratar de uma ferramenta que poderia ampliar as alternativas de comercialização do segmento *onshore*, além de garantir segurança no processo de pagamento. Nesse ponto, não se identificaram entraves na regulação do setor de petróleo que impedissem a aplicação da ferramenta, de modo que, caso o mercado adote a prática por livre iniciativa, avalia-se apenas pertinente consulta prévia ao Cade para que o instrumento seja utilizado em conformidade com as normas do direito econômico. Novamente aqui cabe a sinalização de que a regulação do setor acompanha e incentiva o processo de desinvestimento estatal e aumento de número de *players* no setor, deixando para o mercado a seleção dos arranjos comerciais mais eficientes. Dessa forma, confere-se mais segurança jurídica ao referido processo e aos seus efeitos esperados na organização industrial mais competitiva e eficiente da atividade *onshore*.

A contratação do serviço de refino, por sua vez, é uma atividade com previsão regulatória no país, mas está restrita a determinados elos da cadeia produtiva, havendo apenas a possibilidade de o importador, centrais petroquímicas e outras refinarias contratarem esse tipo de serviço. A flexibilização de tais restrições pode ampliar as alternativas de comercialização do produtor *onshore*, diversificando o perfil de seus consumidores e superando o contexto atual de monopólio. É um cenário de maior atratividade do investimento *onshore*, e, por conseguinte, de incentivo à entrada de agentes e ao aumento dos níveis de produção, renda e emprego.

A flexibilização das possibilidades de contratação de serviço de refino pode requerer outras mudanças regulatórias, especificamente, em relação à comercialização de petróleo e seus derivados. Isso porque o agente só vai contratar esse serviço se puder comercializar os referidos derivados e combustíveis.

A extensão dos tipos de agentes autorizados a contratar serviço de refino pode contemplar o próprio produtor *onshore*, entre outros agentes da cadeia de petróleo. Quanto mais ampla a flexibilização, maior o potencial de diversificação do perfil de demanda e dos benefícios elencados há pouco.

Em relação aos aspectos tributários, não foram visualizados, a princípio, entraves no âmbito dos tributos federais e estaduais para a flexibilização em tela. Contudo, há condições de contorno a serem observadas para a flexibilização, como a observância das exigências de especificação dos derivados de petróleo e combustíveis comercializados, a capacidade de fiscalização da agência reguladora de tal comercialização, entre outros fatores.

Em face das considerações elencadas, a possibilidade de aprimoramento regulatório identificada favorável ao aumento da concorrência e, em última instância, da eficiência econômica é a flexibilização dos tipos de agentes autorizados a contratar do serviço de refino, que pode exigir também flexibilização das restrições à comercialização de combustível. Como já se ponderou, existem condições de contorno a serem observadas. De qualquer forma, as flexibilizações possíveis, pelo potencial de diversificar a demanda do produtor *onshore*, contribuem para promover a concorrência e atratividade econômica do segmento.

Embora a discussão da normatização da atividade de refino de forma mais ampla esteja prevista na Agenda Regulatória da ANP do período 2020/2021, avalia-se oportuno conferir destaque às flexibilizações em tela, indicando cenários com graus distintos de flexibilização para se aproveitar o potencial de ganho de concorrência e atratividade econômica da medida para o mercado *onshore*.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDREWS, A.; LATTANZIO, R.; PIROG, R.; WERNER, J.: E YACOBUCCI, B. (2014). Small Refineries and Oil Field Processors: Opportunities and Challenges. Congressional Research Service. (CRS), 7-5700, R43682, disponível em: <[www.crs.gov](http://www.crs.gov)> Acesso em: 06 dez. 2018.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, (2013). *Resolução ANP Nº 41/2013*. 2013.

\_\_\_\_\_, (2014). *Resolução ANP Nº 58/2014*. 2014.

\_\_\_\_\_, (2019). *Anuário Estatístico 2019*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5237-anuario-estatistico-2019>>

\_\_\_\_\_,(2021). Agenda Regulatória 2020-2021. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5534-anp-divulga-agenda-regulatoria-2020-2021>>

ANPG, 2020 – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Angola). Disponível em: <<https://anpg.co.ao/>>. Acesso em 15/06/2020.

ARÁBIA SAUDITA, (1992). *Basic Law of Governance, Royal Decree No. 90/A*. Disponível em: <<https://www.saudiembassy.net/basic-law-governance>>.

ARGENTINA. Secretaría de Gobierno de Energía. Ministerio de Desarrollo Productivo, (2020). *Tarifa social de gas*. Disponível em: <<https://www.argentina.gob.ar/produccion/energia/tarifasocialdegas>> . Acesso em: 28 abr. 2020.

AVDASHEVA, Svetlana. Tolling Arrangements in the Russian Industries: An Institutional Perspective. *Journal of Economics and Business* Vol. V – 2002, No 2 (217 – 240) Disponível em: <[https://www.researchgate.net/publication/242726040\\_Tolling\\_Arrangements\\_in\\_the\\_Russian\\_Industries\\_An\\_Institutional\\_Perspective](https://www.researchgate.net/publication/242726040_Tolling_Arrangements_in_the_Russian_Industries_An_Institutional_Perspective)>

AYE, Israel; ALAKIJA, Laura; ODIGILI, Olaoluwa D. U.. *The Oil and Gas Law Review - Edition 7. NIGERIA*. The Law reviews. Publicado em Outubro de 2019. Disponível em: <<https://thelawreviews.co.uk/edition/the-oil-and-gas-law-review-edition-7/1210115/nigeria>>

Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020

BRASIL. Presidência da República, Lei nº 12.815, de 5 de junho de 2013. Brasília.

BRASIL. Receita Federal do Brasil, Portaria nº 3.518, de 30 de setembro de 2011. Brasília.

BRASIL. Receita Federal do Brasil, Portaria nº 921, de 27 de maio de 2020. Brasília.

CARVALHO, A., (2019). *Iraque: a próxima grande ameaça aos mercados globais de petróleo*. O PETRÓLEO, 4 de dezembro de 2019. Disponível em: <https://www.opetroleo.com.br/iraque-a-proxima-grande-ameaca-aos-mercados-globais-de-petroleo/>.

D'ELIA, M. (2017) *Crerios para identificação da infraestrutura prioritária para investimento – Aplicação Prática*. In: WORKSHOP COMBUSTIVEL BRASIL – Bloco IV Investimentos. Brasília, 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/mwg-internal/de5fs23hu73ds/progress?id=QT3PNDyn7o99lLqCKgeRrkNgVFSyN7sH99FhXriwres,&dl>> . Acesso em: 22 jun. 2018.

DPR, (2020). Department of Petroleum Resources. Disponível em: <<https://www.dpr.gov.ng/>>. Acesso em 15/06/2020.

EIA. U.S. Energy Information Administration, (2016). *Offshore production nearly 30% of global crude oil output in 2015*. Today in Energy, October 25, 2016. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28492>>.

\_\_\_\_\_, (2018). *Country Analysis Brief - Venezuela*. EIA. Overview. June 21, 2018. Disponível em: <[https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries\\_long/Venezuela/archive/pdf/venezuela\\_2018.pdf](https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/Venezuela/archive/pdf/venezuela_2018.pdf)>

\_\_\_\_\_, (2019a). *Iraq - Petroleum and other liquids / DATA*. Disponível em: <<https://www.eia.gov/international/data/country/IRQ>>

\_\_\_\_\_, (2019b). *Iraq's oil production has nearly doubled over the past decade*. Today in Energy, January 11, 2019. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37973>>

\_\_\_\_\_, (2020a). *Crude oil production*. Disponível em: <[https://www.eia.gov/dnav/pet/PET\\_CRD\\_CRPDN\\_ADC\\_MBBLPD\\_A.htm](https://www.eia.gov/dnav/pet/PET_CRD_CRPDN_ADC_MBBLPD_A.htm)>.

\_\_\_\_\_, (2020b). *Tight oil production estimates by play*. Disponível em: <<https://www.eia.gov/petroleum/data.php>>.

ENARGAS. Normativa. 2020. Disponível em: <<https://www.enargas.gob.ar/secciones/normativa/marco-regulatorio.php>> . Acesso em: 29 abr. 2020.

EPBR, (2019a). *Campos vendidos pela Petrobras podem até triplicar a produção*. Disponível em: <https://epbr.com.br/campos-vendidos-pela-petrobras-devem-duplicar-ou-triplicar-a-producao/>

EPBR, (2019b). *Guindastes Brasil planeja construir minirrefinaria na Bahia*. Disponível em: <https://epbr.com.br/guindastes-brasil-planeja-construir-minirrefinaria-na-bahia/>.

\_\_\_\_\_, (2020). *Construção de refinaria e fábrica de lubrificantes no Espírito Santo pode atrair R\$ 2 bilhões*. Disponível em: <https://epbr.com.br/construcao-de-refinaria-e-fabrica-de-lubrificantes-no-espírito-santo-podem-atrair-r-2-bilhoes/>.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2016). *Marco Regulatório da Indústria do Petróleo no México*. 2016. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-306/NT\\_Mexico%202016set\[1\].pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-306/NT_Mexico%202016set[1].pdf)

\_\_\_\_\_, (2017). *Panorama da Indústria de Gás Natural na Bolívia*. 2017. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-307/EPE\\_2017\\_-\\_Panorama\\_da\\_Ind%3%BAstria\\_de\\_G%3%A1s\\_Natural\\_na\\_Bol%3%ADvia\\_22jun17.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-307/EPE_2017_-_Panorama_da_Ind%3%BAstria_de_G%3%A1s_Natural_na_Bol%3%ADvia_22jun17.pdf)

\_\_\_\_\_, (2018). *Panorama Rússia*. Boletim de Conjuntura da Indústria do Petróleo – Nº 04, 1º semestre 2018. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-226/topico-399/Boletim%20de%20Conjuntura%20da%20Ind%3%BAstria%20do%20Petr%3%B3leo\\_1sem2018\\_07\\_04.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-226/topico-399/Boletim%20de%20Conjuntura%20da%20Ind%3%BAstria%20do%20Petr%3%B3leo_1sem2018_07_04.pdf)

\_\_\_\_\_, (2019a). *Panorama Arábia Saudita*. Boletim de Conjuntura da Indústria do Petróleo – Nº 07, 2º semestre 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-oleo-gas>

\_\_\_\_\_, (2019b). *Panorama Argentina*. Boletim de Conjuntura da Indústria do Petróleo – Nº 06, 2º semestre 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-oleo-gas>

\_\_\_\_\_, (2019c). *Perspectivas de implantação de refinarias de pequeno porte no Brasil*. 2019. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-250/topico-460/NT%20PERSPECTIVAS%20DA%20IMPLANTA%3%87%3%83O%20DE%20REFINARIAS%20DE%20PEQUENO%20PORTE%20NO%20BRASIL.pdf>

FATTOUH, B. e SEN, A. (2013). *The US tight oil revolution in a global perspective*, Oxford Energy Comment, The Oxford Institute for Energy Studies, University of Oxford. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/09/Tight-Oil.pdf>.

FERREIRA, Irina N.; CUNHA, João F (2020). *Angola: Oil and Gas Regulation 2020*. ICLG. Disponível em: <<https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/angola>>

FUSER, I., (2011). *Conflitos e contratos – A Petrobras, o nacionalismo boliviano e a interdependência do gás natural (2002 – 2010)*. Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciência Política. São Paulo: Universidade de São Paulo.

GARANTÓN-BLANCO, (2020). *Venezuela: Oil & Gas Regulation 2020*. Disponível em: <<https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/venezuela>>. Acesso em 15/06/2020.

GOSWANI, R. (2019). Oil and gas regulation in Saudi Arabia: overview. Thomson Reuters Practical Law. Disponível em: <[https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/w-019-2522?contextData=\(sc.Default\)&transitionType=Default&firstPage=true&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/w-019-2522?contextData=(sc.Default)&transitionType=Default&firstPage=true&bhcp=1)>

Grupo de Trabalho do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres – REATE 2017.

IAPG. Instituto Argentino del Petroleo y del Gas natural. (2019). *La industria Argentina de los Hidrocarburos: Panorama geral al 2019.*. Disponível em: <<http://www.aogexpo.com.ar/OverviewEN.pdf>> . Acesso em: 30 abr. 2020.

ILEI. Iraq Legal Education Initiative, (2013). *Oil & Gas Law of Iraq*. Stanford Law School, 2013. Disponível em: <<https://law.stanford.edu/wp-content/uploads/2018/04/ILEI-Oil-and-Gas-Law.pdf>>

IRAN. Ministry of Petroleum (MOP). Mission. Disponível em: <<https://en.mop.ir/portal/home/?generaltext/4012/4187/165293/Mission>>

JOSEFSON, Jennifer et al (2019). *Oil and gas regulation in the Russian Federation: overview*. Disponível em: <[https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/0-527-3028?contextData=\(sc.Default\)&transitionType=Default&firstPage=true&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/0-527-3028?contextData=(sc.Default)&transitionType=Default&firstPage=true&bhcp=1)> . Acesso em 15/06/2020.

JOY, M.P. e DIMITROFF, S.D. (2016). *Oil and gas regulation in the United States: overview*. Thomson Reuters Practical Law. Disponível em: <[https://content.next.westlaw.com/Document/I466099551c9011e38578f7ccc38dcb\\_ee/View/FullText.html?transitionType=Default&contextData=%28sc.Default%29](https://content.next.westlaw.com/Document/I466099551c9011e38578f7ccc38dcb_ee/View/FullText.html?transitionType=Default&contextData=%28sc.Default%29)>.

MAUGERI, L. (2013). *The shale oil boom: A U.S. phenomenon*. Discussion Paper 2013-05, The Geopolitics of Energy Project, Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School. Disponível em: <<https://www.belfercenter.org/publication/shale-oil-boom-us-phenomenon>>.

MHE. MINISTERIO DE HIDROCARBUROS Y ENERGÍA, (2014). *De la Nacionalización a la Industrialización*. La Paz, Agosto de 2014.

MME, Ministério de Minas e Energia. (2019). *ESTUDOS DO ART. 2º DA RESOLUÇÃO CNPE Nº 12/2019*. Dez/2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/abastece-brasil/resolucao-cnpe-n-12-2019>

OPEC. Organization of the Petroleum Exporting Countries, (2019). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2019*. Disponível em: [https://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/202.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/publications/202.htm).

PETROBRAS, (2016). *Informações complementares sobre a venda de campos terrestres*. Fatos e Dados, 04.mar.2016. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/informacoes-complementares-sobre-a-venda-de-campos-terrestres.htm>

\_\_\_\_\_, (2017). *TCU autoriza a retomada do Programa de Desinvestimentos*. Fatos e Dados, 16.mar.17. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/tcu-autoriza-a-retomada-do-programa-de-desinvestimentos.htm>

PETRÓLEO HOJE, (2020a). *ANP autoriza construção de refinaria na Bahia*. Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/anp-autoriza-construcao-de-refinaria-na-bahia/>.

\_\_\_\_\_, (2020b). *Oil Group e Porto do Açú fecham acordo*. Disponível em: <https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/oil-group-e-porto-do-acu-fecham-acordo/>.

PORTOS E NAVIOS, (2019). *Refinaria de R\$ 2,4 bi em Aracruz pode gerar negócios na Serra*. Disponível em: <https://www.portosenavios.com.br/noticias/geral/refinaria-de-r-2-4-bi-em-aracruz-pode-gerar-negocios-na-serra>.

REATE 2020 - Plano Integrado de Ação do Programa de Revitalização das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres.

SAUDI ARAMCO, (2019). *Saudi Arabian Oil Company (Saudi Aramco) Prospectus*. Disponível em: <https://www.saudiaramco.com/-/media/images/investors/saudi-aramco-prospectus-en.pdf?la=en&hash=8DE2DCD689D6E383BB8F4C393033D8964C9F5585>.

SIBOLDI, A; FANELLI, A., (2019). *Oil and gas regulation in Argentina: overview*. 2020. Thomson Reuters. Publicado com base nas leis estabelecidas até 01.ago.2019. Disponível em: [https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/3-525-1317?transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)&firstPage=true&bhcp=1](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/3-525-1317?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1) . Acesso em: 28.abr.2020.

SILVA, D. O.; LENZ, M. H., (2009). *Regulação e privatização: o caso do gás natural na Argentina na década de 1990*. VIII Congresso Brasileiro de História Econômica. Campinas, 2009. Disponível em: [http://www.abphe.org.br/arquivos/daniela-de-oliveira-da-silva\\_maria-heloisa-lenz.pdf](http://www.abphe.org.br/arquivos/daniela-de-oliveira-da-silva_maria-heloisa-lenz.pdf) . Acesso em: 28.abr. 2020.

SMOUSA VI, Shaghayegh. 2019. *The Energy Regulation and Markets Review - Edition 8. IRAN*. The Law Reviews. Publicado em Julho de 2019. Disponível em: <https://thelawreviews.co.uk/edition/the-energy-regulation-and-markets-review-edition-8/1194550/iran>

STRONG, Christopher, (2019). *The Oil and Gas Law Review - Edition 7. IRAQ*. The Law Reviews. Publicado em Outubro de 2019. Disponível em: <https://thelawreviews.co.uk/edition/the-oil-and-gas-law-review-edition-7/1210111/iraq>

TOLMASQUIM Maurício T.; PINTO JR., Helder Q. (organizadores). *Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo*. Rio de Janeiro. Synergia. Empresa de Pesquisa Energética, 2011.

VALOR ECONÔMICO, (2020a). *Noxis Energy busca sócio para refinaria*. Disponível em: <<https://valor.globo.com/impresso/noticia/2020/02/11/noxis-energy-busca-socio-para-refinaria.ghtml>>.

\_\_\_\_\_, (2020b). *Oil Group, dos EUA, terá refinaria no Porto do Açu*. Disponível em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/05/26/oil-group-dos-eua-tera-refinaria-no-porto-do-acu.ghtml>>.

VARGAS, M. V., (2007). *Bolivia's new contract terms: operating under the nationalization regime*. OGEL - Oil, Gas & Energy Law Intelligence, October 2007.

YERGIN, D., (2012). *O Petróleo: Uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro*. Editora Paz e Terra.

YPBF. YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS, (2015). *Boletín Estadístico Gestión 2014*. YPBF, La Paz. Disponível em: <<https://www.ypfb.gob.bo/es/component/phocadownload/category/86-boletines.html>>

YPF. Yacimientos Petrolíferos Fiscales, (2020). *Investor presentation: January 2020*. Disponível em: <<https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/Presentaciones/YPF-Investor-Presentation-Q3-2019-v2.pdf>>. Acesso em: 29 abr. 2020

## ANEXO

### I. Contribuição dos Agentes

Aproveitou-se a iniciativa do REATE para levantar informações diretamente das firmas atuantes na indústria a respeito das questões de concorrência objeto de avaliação neste documento. É uma seção descritiva, que reproduz os relatos dos agentes consultados, ainda que não sejam relacionados a problemas de concorrência.

Para os estudos realizados pelo Subcomitê de Promoção da Livre Concorrência, foram realizadas reuniões com agentes do mercado. Inicialmente, foi realizada reunião com a Petrobrás no sentido de averiguar se a estatal, como refinaria, possui uma estratégia em termos de política de preços. A Petrobras apresenta uma posição dominante na atividade de refino, com uma concentração de 98%, com a seguinte distribuição espacial: Região Sudeste (56% da capacidade); Região Nordeste (23% da capacidade); Região Sul (19% da capacidade); e Região Norte (1,9% da capacidade)

Em relação aos produtores independentes, foram realizadas reuniões com cinco empresas do segmento *onshore*: Imetame Energia; Maha Energy; PetroRecôncavo; Petrosynergy e Partex Brasil. Em março/2020, esse universo de produtores concentrou 87,11% da produção *onshore*, quando se excetua a produção da Petrobrás.

Dessa forma, segundo à ANP, em março/ 2020, a produção terrestre alcançou 96,91 mil barris por dia. Para esse universo, a produção da Petrobras foi da ordem de 86,46 mil barris por dia. A produção remanescente foi proveniente de produtores independentes, com o grupo de empresas ouvidas nas reuniões respondendo por 9,10 mil barris por dia no total.

Houve reuniões com três empresas na área de refino privado: Dax Oil, que possui refinaria na Bahia com capacidade de processar 4.000 barris por dia; a Noxis Energy, com projeto de instalação de refinaria em Sergipe, com capacidade de processar 35.000 barris por dia; e Oil Group, com projetos de refinarias em Espírito Santo, Sergipe/Bahia, Rio de Janeiro e Maranhão, cuja capacidade total de processamento variando entre 75.000 a 90.000 barris por dia.

Dentre os *traders* que operam no país, a Shell foi a empresa ouvida no escopo do estudo. Em 2015, houve iniciativa da empresa de exportar petróleo dos produtores independentes. A empresa também atua como produtor de, aproximadamente, de 12 milhões de barris de petróleo/mês (média de 400.000 barris por dia).

Durante as reuniões com os agentes supracitados, foram abordados vários temas, os quais foram organizados em três itens temáticos: pontos que afetam comercialização de petróleo e gás; promoção da concorrência; e política pública e regulação

## I.1. Comercialização de petróleo e gás

### I.1.1. Precificação

#### Produtores independentes

- Segundo a maioria dos Produtores independentes, a precificação, por meio da Petrobras, engloba uma média do preço do *Brent* (obtido no site *Platts* - S&P Global Platts) e da cotação do dólar (pela Ptax no site do Banco Central do Brasil - BCB) ao longo do mês. Uma vez definida essa média, é aplicado o deságio correspondente, relacionado à qualidade do petróleo e o pré tratamento de acordo com cada unidade.
- Além disso, o Escalador de Grau API também é um fator que afeta a precificação do petróleo comercializado. Esse critério também pode afetar o deságio do preço de comercialização, caso o grau API seja inferior ao de referência no contrato. Caso o grau API seja superior ao contratado, o preço de comercialização é majorado. Uma vez que há o grau de API mínimo e máximo no contrato.

#### Refinarias privadas

- A precificação e o pagamento são diferentes para cada contrato. Em média, paga-se o valor do Brent mais ou menos um prêmio de acordo com a qualidade do petróleo. Para amenizar o impacto negativo dos preços do petróleo em relação ao pequeno produtor, teve iniciativas de reescalonamento do escalador API. Nesse cenário, quanto menor o valor do Brent, menor seria o desconto relacionado ao escalador API. Em resumo, a precificação envolve as seguintes variáveis:

$$Qtd\ Barris * \{(\mu Brent' \mp DescPremAPI \mp demais\ variáveis) * \mu Dólar'\}$$

- ✓  $\mu Brent'$  = média do Brent obtido no site platts da semana anterior ou dos quinze dias anteriores à data da compra. O Brent é divulgado pela agência de precificação de commodities S&P Global Platts;
- ✓  $DescPremAPI$  = o desconto ou prêmio é fixado em contrato baseado na diferença de grau API em relação ao do Brent. Quando o grau API do campo é inferior ao do Brent, ocorre o desconto no preço, caso contrário, em que o

grau API do campo é superior ao do Brent, tem-se um aumento no preço;

- ✓  $\bar{F}$  *demais variáveis* = dependendo das condições ou do tratamento dado, pode-se ter alteração de preços decorrente dos seguintes aspectos:
  - i. se o Pis e a Cofins estão inclusos ou não;
  - ii. concentração de Basic Sediment and Water (BSW);
  - iii. se o transporte é responsabilidade da refinaria ou do produtor; e
  - iv. quanto ao prazo de pagamento, se são fechados os boletins de medição e pagos em seguida ou antecipados, desconta-se a diferença no final.
- ✓  $\mu$  *Dólar*<sup>1</sup> = média do câmbio PTAX divulgado pelo BCB da semana anterior à data da compra ou dos quinze dias anteriores à data da compra.

### **1.1.2 Deságio**

#### **Produtores independentes**

- O desconto cobrado pela Petrobras é estabelecido contratualmente e está sujeito a cláusulas de confidencialidade. Diante disso, sem a disponibilização de dados por parte dos produtores independentes, não foi possível efetuar análise de mercado por meio do comportamento dos preços.
- Existe a assimetria de informação em relação às variáveis que compõem o deságio do preço de comercialização do petróleo, exceto em relação ao grau API e do fluxo logístico do processo.
- Entendimento que o deságio tem relação direta com o grau de API do petróleo e, por esse motivo, a Petrobrás pede que antes de efetuar o contrato de venda, seja entregue uma análise da curva Ponto de Ebulição Verdadeiro (PEV).
- Falta de racionalidade com a variação da qualidade do petróleo. Se por um lado, a diferença de qualidade do petróleo não é significativa, os deságios estabelecidos pela Petrobras apresentam uma diferença muito expressiva.
- Entendimento que o deságio está relacionado ao pré tratamento do óleo para viabilizar a exportação ou utilização no mercado doméstico. Há um volume significativo de variáveis envolvidas no cálculo. Outra justificativa para o deságio é a utilização das unidades da Petrobrás.
- O valor do deságio não varia de acordo com o preço do barril do petróleo (valor do Brent + variação do dólar), ou seja, não é um percentual de um preço base. O custo relativo do deságio se eleva quando o preço do Brent diminui e diminui quando o preço do Brent aumenta. O desconto sob o preço de comercialização

deveria a ser proporcional ao valor do Brent por meio do estabelecimento de um percentual.

- O deságio fixo pode resultar em insegurança para políticas de investimento dos produtores, uma vez que não estão relacionados com o valor do Brent. Para esses valores, não há possibilidade de fazer hedge, pois não são considerados como risco inerente ao negócio da empresa.
- Estabelecimento do deságio de forma unilateral, não existindo possibilidade de negociação dos produtores independentes com a empresa. Existe falta de transparência da Petrobras para a definição dos valores fixos do deságio.
- Os deságios são elevados e, em algumas situações são verificados aumentos significativos de um ano para outro.
- O valor do deságio afeta os custos da empresa a ponto de inviabilizar a realização de investimentos por parte dos produtores.
- A diferença do deságio entre produtores independentes não apresenta uma racionalidade associada à variação da qualidade do petróleo.
- O preço atual do petróleo em torno de US\$ 30/barril não consegue superar os custos de produção que varia de US\$ 30 a 35/barril. Nesse cenário, um deságio fixo acima de US\$ 10 afeta as condições de manutenção das empresas.
- Existe a necessidade de regulação dos deságios devido ao impacto negativo que esses deságios apresentam sobre os produtores independentes.
- Possibilidade de entrar com processo administrativo sobre o deságio no CADE.

### **Petrobras**

- O deságio é resultado do custo de oportunidade da Petrobrás, incluindo-se os custos inerentes à substituição de exportações, uma vez que quando a estatal compra o petróleo *onshore*, deixa de usar a produção dela no refino, encaminhando-a para a exportação.
- Utilização da China como exemplo de cálculo de paridade de importação, computando como variáveis o frete médio de longo curso, a cabotagem mais outros custos logísticos e diferencial de qualidade do petróleo.
- O custo logístico apurado na estação ou terminal é a parcela correspondente ao custo das atividades operacionais realizadas por esses locais que recebe o petróleo entregue pelo Produtor para venda à Petrobras.
- O custo logístico varia de acordo com cada petróleo e está diretamente relacionada ao ponto de recebimento e as condições de enquadramento da qualidade do petróleo. Na definição desta parcela são levados em consideração

custos como análises laboratoriais, manutenção da estação, tratamento de água a ser descartada, energia e outros.

### **I.1.3. Taxa da Transporte**

#### **Produtores independentes**

- Contratação do transporte do óleo via caminhão até as unidades da Petrobras. Existem empresas especializadas para efetuar tal função, e em alguns casos há mais de 3 empresas de transporte.
- A opção de transporte por dutos não seria possível porque a Petrobrás não pode fazer a mistura de óleo de diversos produtores sem que tenha um ponto de medição fiscal.
- Necessidade de contratação da Transpetro quando há o escoamento do petróleo comercializado para terminais da Petrobras. A contratação pode englobar as seguintes atividades: movimentação interna; armazenamento; e descarregamento do óleo.
- O custo da taxa da Transpetro é diferente em cada terminal. Para algumas empresas a taxa é cobrada em dólares e é fixa por um ano, no mesmo formato do deságio, para outros, é em reais. Ela efetua uma tabela com os custos de movimentação dentro dos terminais da Petrobrás, que é corrigida anualmente, na mesma data.
- O custo da taxa da Transpetro também não é negociável nem varia de acordo com o preço do barril. Quando o óleo é entregue a uma unidade da Petrobrás pelo produtor, em que é conduzido via dutos direto para a refinaria, não há a necessidade de contratação da Transpetro.

#### **Refinarias privadas**

- A refinaria pode ser responsável pelo custo de transporte do produto comercializado. Com essa situação, o custo entra no cômputo dos demais descontos.

## **I.1.4. Pagamento**

### **Produtores independentes**

- No tocante ao processo de pagamento da Petrobras, quando a entrega do óleo é feita no terminal da Petrobras para ser transportado via navio, seguindo os produtores independentes, a mesma ocorre durante o mês todo (1 a 31) e o óleo fica armazenado aguardando um navio que passa uma vez por mês. A Petrobrás efetua o pagamento após a passagem do óleo no flange do navio, ou seja, o produtor independente só pode efetuar a nota de venda quando o óleo estiver dentro do navio. Dessa forma, são 30 a 40 dias no processo para o óleo chegar ao navio e em seguida é efetuado o pagamento.
- Quando a entrega acontece em uma unidade da Petrobrás onde há dutos, o processo é mais rápido, há o fechamento do boletim mensal e, em seguida, ocorre o pagamento.
- Em termos de relação contratual e pagamentos pela Petronet, não haveria reclamação com a Petrobrás.
- A garantia da compra integral da produção e do pagamento são relatados como pontos positivos na comercialização com a Petrobras.
- Quando a refinaria é privada, a precificação e o pagamento são diferentes para cada contrato. Ou seja, não há um procedimento fixo de pagamento junto aos produtores, como ocorre com a Petrobrás. Além disso, a refinaria privada, em alguns casos, efetua pagamento antecipado.
- Para não haver risco relacionado ao pagamento, o procedimento que alguns adotam é entregar a carga após o pagamento da anterior.

## **I.1.5 Plataforma de comercialização eletrônica**

### **Produtores independentes**

- Posicionamento favorável à plataforma de comercialização eletrônica, pois além de atrair as contrapartes, poderia tornar seguro o processo de pagamento.
- A plataforma de negociação eletrônica não será capaz de alterar as características estruturais do mercado. De um lado, existem produtores com pouca escala de produção; e de outro, uma única empresa monopsônica.

### **Refinarias privadas**

- A negociação deve ser feita diretamente entre ofertantes e demandantes. Não foram apresentadas justificativas econômicas para a utilização de uma plataforma de comercialização eletrônica.

### **I.1.6 Base para cálculo dos *royalties***

#### **Produtores independentes**

- O preço base para cálculo dos royalties supera o valor de venda da produção, em decorrência dos deságios aplicados aos preços de comercialização pela Petrobrás.
- A mitigação do risco operacional da atividade poderia ser obtida com o estabelecimento de uma regra de proporcionalidade entre o deságio e o Brent.
- O preço de referência deve ser o mais justo para o produtor. Uma das possibilidades é o cálculo dos royalties por meio do valor de venda do produto.
- Até 2017, informava os preços de comercialização do petróleo à ANP e, pela regra estabelecida, os Royalties eram calculados com base no maior valor entre o preço de referência e o valor realmente negociado. Nesse contexto, os Royalties, na maioria dos casos, eram apurados com base nos preços reais de venda.
- A partir da publicação do Decreto 2705/1998, com a mudança do preço base para o cálculo dos royalties para o preço de referência da ANP, o recolhimento dos Royalties apresenta como parâmetro por um preço superior ao preço de comercialização do petróleo.

### **I.1.7 Comercialização de Gás Natural**

#### **Produtores independentes**

- Os problemas relacionados à comercialização desse combustível devem ser avaliados em fóruns específicos sobre o tema.
- Foram relatadas experiências de não produção de gás devido à baixa concentração do combustível nos campos produtores, além da falta de escala de produção que possibilite comercializar com o mercado.
- Algumas experiências englobam a comercialização de gás para a geração termelétrica ou a venda de gás comprimido.

- Houve relato de compra do gás por um preço inferior ao preço do petróleo.

## **I.2 Política pública e regulação**

### **Produtores independentes**

- Sinalização da importância do prosseguimento do programa de desinvestimento da Petrobras em campos maduros e a continuidade dos leilões promovidos pela ANP.
- Existe urgência de políticas de curto prazo voltadas para a atividade, com ações de fiscalização e regulação do mercado pela ANP.
- Deveria haver uma política pública que garantisse a compra do petróleo pela Petrobras e com um deságio menor. Entretanto, observa se é prudente a interferência do Estado na gestão de uma empresa
- Os produtores possuem demanda referente ao pagamento de royalties e aborda dois pontos distintos: a redução do percentual de 10% para 5% e a alteração do preço base de cálculo para o preço real de comercialização e não no de referência.
- O governo deveria ter uma política voltada para os pequenos produtores, principalmente em relação à comercialização do petróleo.

### **Refinarias**

- As linhas de financiamento para empresas startups para ampliar as oportunidades de financiamento para o mercado.

### **Trader**

- Relevância do fomento das vendas dos Polos da Petrobras para possibilitar o aumento da produção *onshore*. Dessa forma, o quanto mais rápido forem materializados tais planos de investimento na atividade, mais rápido poderá ser atingida uma escala de produção que viabilize a exportação do segmento *onshore*.

## **I.2.1 Tributação**

### **Refinarias**

- Um grande problema do mercado é a carga tributária, especialmente o ICMS. Foi relatado que há um peso significativo desse tributo na compra do óleo e na comercialização do combustível.
- O petróleo importado tem carga tributária menor do que o produzido internamente. Assim, a oferta de óleo importado é mais barata, com maior facilidade do fluxo logístico.
- A empresa relata que, no caso de petróleo *onshore*, do ponto de vista da refinaria, o impacto dos impostos é bastante negativo. Para projetos menores, a carga tributária é muito alta e a logística cara e, portanto, projetos menores são de mais difícil monetização.
- As diferenças tributárias entre os estados também prejudicam o planejamento dos projetos. Por exemplo, no caso do Recôncavo Baiano, comprar petróleo desta região e vendê-lo na Bahia, não é o modelo mais favorável. Em relação ao Rio de Janeiro, pode ser mais barato comprar petróleo de Santos.
- Outro problema apontado é a dificuldade de obter as informações tributárias. Grande parte do conhecimento tributário acerca do setor está concentrado na Petrobras.
- Foi ressaltada a importância da adoção de uma política tributária estadual uniforme.

## **I.2.2. Licenciamento ambiental e alfandegamento de terminais**

### **Produtores independentes**

- O prazo de concessão das licenças ambientais impacta a cadeia de exploração e produção, assim como a própria escoação da produção.
- A superação das dificuldades do licenciamento ambiental para novos negócios no país é um aspecto fundamental para o mercado, especialmente para os pequenos produtores.
- Como sugestão ao tema, foi apresentada a necessidade de tornar mais ágil a análise dos processos de concessão das licenças ambientais.

### **Trader**

- Os terminais da Transpetro são geralmente alfandegados, diferente do que ocorre com alguns terminais privados.
- A falta de alfândega nos terminais adiciona custos na cadeia, uma vez que demora mais tempo no processo de carregamento até que sejam cumpridos os trâmites da Receita Federal para a exportação.

### **I.2.3. Desburocratização da atividade e limite de gás natural para queima**

#### **Produtores independentes**

- As regras e a fiscalização deveriam ser proporcionais não só ao tamanho, mas também quanto ao grau de complexidade do negócio.
- A legislação da ANP estaria mais voltada para o offshore e que as pequenas empresas precisam cumprir tais regras praticamente da mesma forma, em termos burocráticos, o que implica em desvantagens, refletindo no custo final da empresa.
- Deveriam existir regras diferenciadas que levassem em conta o tamanho do campo, por causa dos custos inerentes ao processo fiscalizatório.
- Apresentada dificuldade de atender o regramento da ANP que determina 3% de queima de gás.

#### **Refinarias**

- Há excesso de burocracia. São requeridas muitas informações dos agentes e não há conhecimento se todas essas informações são utilizadas pela Agência. As exigências deveriam ser requeridas conforme o tamanho do campo ou da refinaria.
- Não faz muito sentido que os produtores independentes e as refinarias pequenas privadas tenham as mesmas exigências que são requeridas da Petrobrás.

#### **Trader**

- Não se pode comparar o *onshore* ao offshore em termos de complexidade. Assim, a governança teria que ser menos complexa no *onshore*.

## **I.3 Outras Questões**

### **I.3.1 Venda das refinarias da Petrobras**

#### **Produtores independentes**

- Visão positiva sobre a venda das refinarias da Petrobras, pois o aumento de agentes no mercado possibilitaria uma maior promoção da concorrência, incentivando o processo de competição entre as empresas.
- Visualização de potenciais riscos de negociação com os novos investidores na atividade de refino, em função do comportamento do preço do petróleo.
- Possibilidade dos novos investidores adquirirem petróleo internamente, caso haja viabilidade econômica para o negócio, independentemente do nível de preços.
- Um investidor privado pode adotar uma política de comercialização mais agressiva que a Petrobras, decidindo, por exemplo, processar óleo importado. Um investidor privado terá maior liberdade de decidir quem será o ofertante do óleo que será processado.
- A abertura do mercado de refino a novos agentes é um processo favorável aos produtores independentes, pois amplia a quantidade de demandantes do que é produzido.
- Com a entrada de novos players na atividade de refino, haverá uma adaptação do mercado ao novo contexto estrutural, incentivando a busca por melhores condições comerciais e de logística.
- Haverá um processo de transição do modelo atual, no qual os produtores independentes comercializam quase a totalidade da produção com um único agente do mercado, para um modelo em que os produtores poderão escolher aquela refinaria que valorize melhor o tipo de petróleo produzido, considerando a proximidade ou instalações de escoamento existentes.
- Possibilidade de desenvolvimento de canais de distribuição adequados para captar o petróleo que mais lhes interessa em decorrência dos produtos finais que processe.
- A venda das refinarias da Petrobras é o primeiro passo para a transição do mercado de refino para uma estrutura mais concorrencial. A partir do processo de desinvestimento da Petrobras, o próprio mercado se ajustará a uma nova dinâmica de competição entre os incumbentes.
- No processo de transição do mercado de refino, talvez seja necessário o estabelecimento pelo governo de uma regra inicial de transição a fim de garantir a compra de petróleo dos pequenos produtores a preços adequados.
- O Programa de desinvestimento da Petrobras assegura um ambiente de negócios.

- Aumenta-se o leque de opções de comercialização dos produtores independentes. Alguns produtores entendem a possibilidade de acesso direto às refinarias, reduzindo custos de transação do processo de negociação.

### **I.3.2. Exportação e estrutura de armazenagem**

#### **Produtores Independentes**

- Em 2015, houve uma tentativa de agrupar os produtores *onshore* com a intenção de viabilizar a exportação do óleo de forma conjunta, a partir do aumento da escala de produção.
- Houve uma tentativa de estruturação da parte logística para o escoamento da produção e foram estudadas formas de viabilidade econômica de exportação da oferta dos produtores independentes de petróleo.

#### ***Trader***

- A estratégia inicialmente adotada pela empresa não obteve êxito devido à baixa escala de produção desse segmento, cuja escala mínima operacional seria de 10.000 barris de petróleo/dia para a viabilidade da atividade de exportação, de acordo com a empresa,
- Como não havia tanques para estocagem, conseguiu-se converter alguns tanques que eram reservados para óleo combustível, para armazenar o petróleo. Mas, para isso, tiveram alguns fatores que precisaram ser resolvidos, dentre eles o aquecimento, para que o petróleo não virasse um pinche dentro do tanque. Enfim, todos os pontos foram solucionados.
- Na falta de escala, os negócios do produtor ficam dependentes de uma única empresa monopsônica, ficando sem a opção de otimizar a comercialização da produção.
- Também foi observado o problema limitação de infraestrutura de armazenagem de petróleo e entende que o sistema logístico do país não está preparado para armazenamento de petróleo.
- O principal entrave para a exportação da produção *onshore* é a baixa escala de produção.
- A solução do problema de falta de escala de produção é factível a partir do processo de venda dos campos *onshore*.

### **Refinarias privadas**

- A exportação de petróleo apresenta limites relacionados à infraestrutura. Não há tancagem de armazenamento de petróleo de terceiros (fora do sistema Petrobras).
- A infraestrutura de petróleo está concentrada no grupo Petrobras. Para a exportação ser viável, há a necessidade de tancagem específica para óleo cru, a qual depende também de volume a ser exportado.
- Investidor com projeto de refinaria em análise para Sergipe levantou a possibilidade de efetuar dois tanques para fins de estocagem da exportação no onshore.

### **I.3.3 Contratação do serviço de refino**

#### **Refinarias**

- Relatadas experiências internacionais dos Estados do Texas e Califórnia sobre a contratação de serviço de refino.
- Trata-se de um modelo de prestação de serviço, que viabiliza os menores produtores contratarem refinarias a um valor fixo para o processamento de petróleo e, posteriormente, eles próprios comercializam o derivado.
- Modelo pode ser utilizado para beneficiar produtores e as próprias refinarias no Brasil.
- O arranjo negocial pode viabilizar a instalação de refinarias menores.
- O negócio possibilita a ampliação das opções de venda do produtor independente, podendo negociar, de acordo com esse arranjo de negócio, com distribuidores que operam no país.
- Para as refinarias, o modelo de prestação de serviços diminui também o risco operacional, especialmente o risco de precificação do petróleo.
- A introdução desse modelo no Brasil envolveria uma ação complexa, tendo em vista que haveria obstáculos em termos das questões regulatórias e de imposto, envolvendo Governo Federal e estados.
- Seria importante para os produtores serem mais competitivos e não terem apenas uma opção de demandante.

### I.3.4 Refinarias de pequeno porte

#### Refinarias

- Foram relatados projetos de refinarias de pequeno porte com capacidade de processamento de petróleo de 10 mil a 20 mil barris por dia. Como exemplo, podem ser citados os projetos abaixo:
  - 1) o projeto entre Bahia e Sergipe apresenta capacidade de processamento de pelo menos 5 mil barris, podendo chegar a 20.000 barris por dia de petróleo *onshore* e parte com petróleo *offshore*;
  - 2) em Espírito Santo, o projeto é parecido com o projeto do Porto do Açú, estando localizado próximo a área portuária. Que será voltado para o *onshore* e o *offshore*. É um projeto de 20 mil barris por dia;
  - 3) o projeto de Maranhão terá capacidade de 30.000 barris de petróleo *offshore*;
  - 4) o projeto no Rio de Janeiro terá capacidade inicial de 20.000 barris por dia; e
  - 5) Projeto de refinaria em Sergipe com capacidade processamento de 35 mil barris por dia, com projeção de produção de Bunker com 50% da capacidade da produção.
- Em alguns projetos, foram relatadas possibilidades de atendimento do segmento *onshore* nos campos na Bahia, em Sergipe, em Alagoas e até no Rio Grande do Norte, absorvendo de 3.000 a 4.000 barris por dia da produção *onshore*, com o blend da mistura com o petróleo mais leve.
- As refinarias muito pequenas com o modelo econômico de 1.000 a 1.500 barris por dia são viáveis nos Estado Unidos e em outros lugares.
- O negócio pode não apresentar viabilidade econômica no Brasil. A viabilidade do negócio é afetada pela necessidade de alto Capex e baixa flexibilidade em termos de produto.
- O principal obstáculo de instalação de refinarias de pequeno porte no país é o volume de oferta de petróleo *onshore*. Diante disso, os investidores podem decidir instalar esses projetos próximos de portos, possibilitando a utilização de petróleo importado.
- O investidor pode decidir instalar refinarias de diferentes capacidades. As refinarias de tamanhos diferentes é uma estratégia que permite a redução do Capex.

### **I.3.5 Desinvestimento de polos da Petrobras**

#### **Produtores independentes, refinarias e *trader***

- O sucesso do processo de desinvestimento de polos (conjunto de campos de petróleo e gás natural) da Petrobras é um caminho importante para o desenvolvimento do segmento terrestre.
- O aumento da escala de produção poderá criar novas opções de comercialização da produção, seja por meio do acesso à exportação ou por meio da entrada de novas refinarias.
- Foram relatados interesses em participar do processo de desinvestimento da Petrobras. Entretanto, o tamanho dos polos de desinvestimento pode dificultar a participação da empresa.
- O processo de desinvestimento apresentará benefícios ao mercado, pois possibilita a entrada de novas empresas, podendo gerar novas oportunidades de negócio.
- O prosseguimento do programa de desinvestimento da Petrobras é importante para dar viabilidade à integração vertical como vantagem para ter projetos mais viáveis economicamente.
- Quem está comprando os campos no processo de desinvestimento, está investindo em tecnologia de ponta já utilizada no exterior.



# REATE 2020

PROGRAMA DE REVITALIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES