

**Estudos de Longo Prazo**

# **Desafios do Pré-Sal**

**Documento de Apoio ao PNE 2050**

**Dezembro de 2018**



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

MINISTRO DE ESTADO  
WELLINGTON MOREIRA FRANCO

PRESIDENTE  
REIVE BARROS DOS SANTOS

SECRETÁRIO EXECUTIVO  
MÁRCIO FELIX CARVALHO BEZERRA

DIRETOR DE ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS  
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO  
EDUARDO AZEVEDO RODRIGUES

DIRETOR DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA  
AMILCAR GONÇALVES GUERREIRO

SECRETÁRIO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS  
JOÃO VICENTE DE CARVALHO VIEIRA

DIRETOR DE ESTUDOS DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCMBUSTÍVEIS  
JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO

SECRETÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA  
ILDO WILSON GRUDTNER

DIRETOR DE GESTÃO CORPORATIVA  
ÁLVARO HENRIQUE MATIAS PEREIRA

SECRETÁRIO DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E  
TRANSFORMAÇÃO MINERAL  
VICENTE HUMBERTO LÔBO CRUZ

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS  
BLOCO U – 5º ANDAR  
70065-900 – BRASÍLIA – DF  
TEL.: (55 61) 3319 5299  
FAX: (55 61) 3319 5067

*ESCRITÓRIO CENTRAL*

AV. RIO BRANCO, 01 – 11º ANDAR  
20090-003 – RIO DE JANEIRO – RJ  
TEL.: (55 21) 3512 3100  
FAX : (55 21) 3512 3198

WWW.MME.GOV.BR

WWW.EPE.GOV.BR

Dezembro 2018

# Participantes - EPE

---

## COORDENAÇÃO EXECUTIVA

EMÍLIO HIROSHI MATSUMURA

THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

## COORDENAÇÃO TÉCNICA

MARCOS FREDERICO FARIAS DE SOUZA

## EQUIPE DE APOIO

CLEITON LEANDRO ALVES FERREIRA (ESTAGIÁRIO)

## EQUIPE TÉCNICA

ALINE MOREIRA GOMES

CARLOS AUGUSTO GÓES PACHECO

JOÃO MOREIRA SCHNEIDER DE MELLO

KÁTIA SOUZA D'ALMEIDA

LIDIANE DE ALMEIDA MODESTO

PÉRICLES DE ABREU BRUMATI

## 1. Introdução

A província petrolífera do pré-sal apresenta um enorme potencial para a economia brasileira, dado o grande volume de produção esperado bem como a alta qualidade do óleo extraído dessa região. Tais características conferem ao Brasil um protagonismo mundial na exploração e produção de petróleo e gás natural em ambiente *offshore*.

Sendo o setor de petróleo e gás natural responsável pela maior parte dos investimentos na economia brasileira, participando com mais de 10% da Formação Bruta de Capital Fixo do País (BNDES, 2018), os recursos oriundos das atividades de exploração e produção (E&P) de hidrocarbonetos são fundamentais para contribuir para o desenvolvimento econômico, por meio do financiamento de projetos científicos e tecnológicos, da cadeia produtiva da indústria de petróleo e gás natural e, também, na promoção da eficiência energética. Existe um potencial de atração de investimentos para a indústria petrolífera da ordem de R\$ 2,5 trilhões nos próximos dez anos, além da possibilidade de arrecadação, pelo governo federal de cerca de R\$ 1,8 trilhão em tributos e *royalties* ao longo de 30 anos, caso consiga realizar o leilão do

óleo excedente dos campos da área da Cessão Onerosa, na Bacia de Santos.

O objetivo do presente trabalho consiste em apresentar uma visão estratégica das atividades relacionadas à exploração e produção de petróleo e gás natural no pré-sal brasileiro, bem como seus efeitos nos demais segmentos da indústria petrolífera nacional e na estratégia de expansão do setor energético no longo prazo. Busca-se fornecer parâmetros e tendências capazes de subsidiar o desenvolvimento dos estudos referentes ao Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050).

Além da presente introdução, este relatório divide-se em três seções. A seção 2 descreve as premissas de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural para o pré-sal, situando-se a análise no período abordado pelo PNE 2050. A seção 3 expõe os principais desafios para o desenvolvimento do pré-sal brasileiro, bem como os eventuais impactos e as oportunidades geradas. Por fim, são apresentadas as considerações finais do relatório.

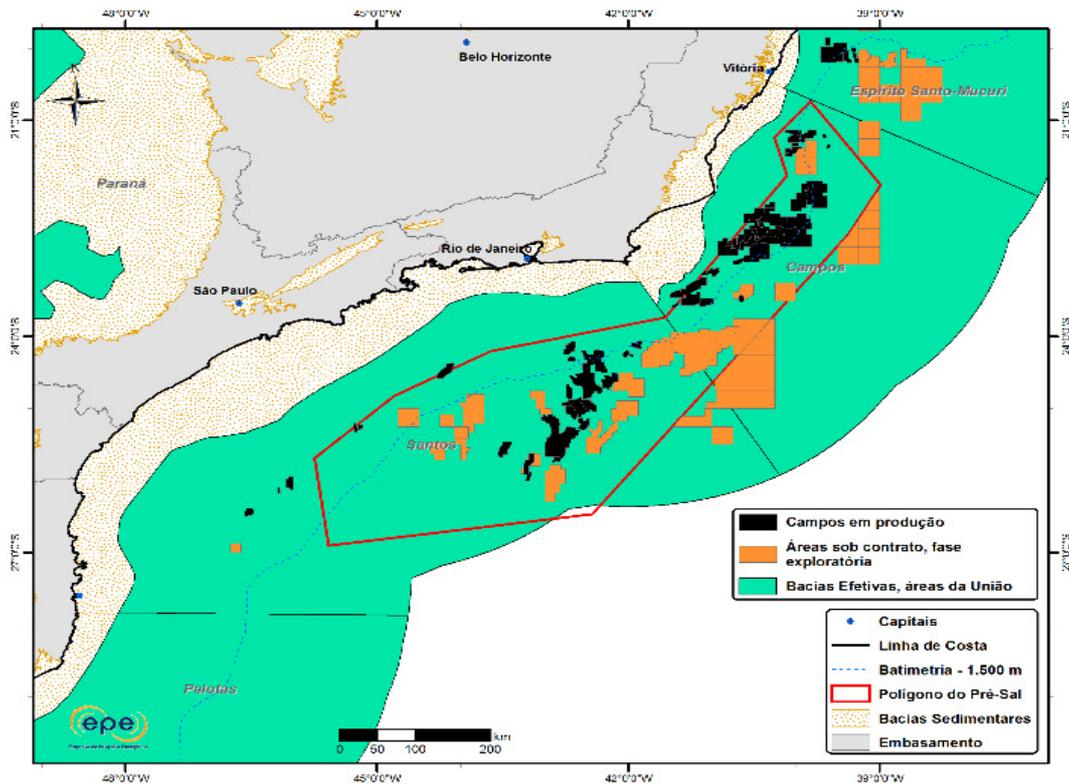
## 2. Premissas de Exploração e Produção para o Pré-Sal

O PNE 2050 compreende um período longo, durante o qual uma série de incertezas relacionadas aos riscos geológicos, de operação, de infraestrutura e até mesmo ao cenário político nacional, podem influenciar direta ou indiretamente a produção brasileira de petróleo e gás natural. As projeções de produção de petróleo para médio e longo prazo indicam a possibilidade do Brasil se manter como grande produtor de hidrocarbonetos, com uma média aproximada de 5 milhões de barris por dia e volumes de gás natural líquido em torno de 100 milhões de m<sup>3</sup> por dia a partir de 2030. A

tendência crescente das produções é influenciada pelas expectativas de produção no pré-sal. Desse modo, estes recursos devem ser considerados como estratégicos nas projeções de longo prazo.

A Figura 1 apresenta o mapa com as bacias efetivas do pré-sal (áreas da União), assim como a localização dos campos em produção e as áreas sob contrato (fase exploratória) compreendidas no polígono do pré-sal da Bacia de Santos e Bacia de Campos.

Figura 1 – Delimitação da Bacia de Campos e Bacia de Santos no polígono do pré-sal



Dada toda a incerteza inerente à realização de previsões, foi estimada uma faixa de possibilidades dentro da qual espera-se que ocorra a produção de hidrocarbonetos nacionais até o ano de 2050. Nesse sentido, foram definidas duas hipóteses para balizar as previsões de produção - uma de referência com tendência otimista, e outra de baixa mais conservadora.

A hipótese otimista considera:

- Volumes recuperáveis finais que se aproximam da reserva 3P, considerando os volumes contingenciais;
- A possibilidade de produção em toda a área exploratória do consórcio de Libra, tanto no pré quanto no pós sal. Em 2017 foi declarada a comercialidade do campo de Mero, parte da área exploratória de Libra. Na hipótese otimista, estende-se para toda a área da concessão de Libra o sucesso exploratório do campo de Mero;
- Aproveitamento do potencial do Excedente da Cessão Onerosa, para além dos 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe) a serem produzidos pela Petrobras. As áreas com volumes excedentes da Cessão Onerosa são os campos de Búzios, Atapu, Berbigão Norte e Sul, Sururu Norte e Sul, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos, que segundo consta nos informativos públicos da Petrobras, podem superar em 10 bilhões de boe os 5 bilhões inicialmente contratados;
- Viabilidade técnica e econômica para exploração e exploração de grande parte das áreas ainda não licitadas da União com elevado potencial petrolífero para produção de hidrocarbonetos, presumindo que a indústria petrolífera conseguirá vencer os desafios atuais de produção e escoamento em águas ultraprofundas, principalmente em áreas do pré-sal, localizadas a quase 300 km da costa.

A hipótese conservadora considera:

- No primeiro decênio, volumes recuperáveis finais com valores intermediários entre as reservas 3P e 2P, dada a menor incerteza operacional de contratação e estimativa de volumes produzidos suportados pela infraestrutura existente;
- Nos últimos decênios, volumes recuperáveis finais com valores intermediários entre as reservas 2P e 1P, dado o aumento das incertezas e dos riscos exploratórios;
- No consórcio de Libra, apenas a área com declaração de comercialidade de Mero, prevalecendo aumento da incerteza geológica;
- Apenas volumes da Cessão Onerosa referentes aos 5 bilhões de boe inicialmente contratados, desconsiderando os volumes excedentes da Cessão Onerosa;
- Risco de baixo percentual de declaração de comercialidade das possíveis descobertas nas áreas da União com potencial petrolífero, ainda não licitadas;
- Atrasos, ou interrupções, na agenda regular de rodadas de licitação para exploração e produção de óleo e gás natural, dificultando a constância na oferta de novos blocos exploratórios.

Até o final do primeiro decênio as incertezas na produção de petróleo e gás natural são menores se comparadas com o longo prazo. Para este período existem informações firmes disponíveis sobre as perspectivas de produção das empresas, como os Planos Anuais de Produção (PAP) e Planos de Negócio, indicando a contratação de módulos de produção e valores de investimentos estimados pelas companhias petrolíferas. Nesse período, a infraestrutura já existente ainda atende ao incremento da produção.

Com base nesse contexto, delimitou-se o primeiro período até 2030, estimando ser este o intervalo de tempo durante o qual as incertezas acerca da previsão de produção são menores, graças às informações disponíveis que permitem balizar as estimativas com maior precisão. A partir de 2030 a curva referente à hipótese conservadora segue uma tendência de declínio, encontrando em 2050 o mesmo patamar da demanda nacional estimada.

As áreas a serem licitadas pela União, na hipótese conservadora, podem ter sua exploração prejudicada devido aos grandes desafios de infraestrutura e tecnologia. Além disso existe o risco de reservas estimadas possuírem menor volume de óleo recuperável do que o esperado.

O comportamento da hipótese otimista em relação à conservadora reflete um maior grau de certeza nos primeiros anos em relação à previsão estimada, e à medida que se caminha para o longo prazo as incertezas tornam-se maiores e a faixa de hipóteses aumenta, bem como o risco da produção esperada não se concretizar plenamente devido à

falta de infraestrutura e de tecnologia para exploração das reservas. No fim do período as incertezas e os riscos crescem, ocasionando o afastamento da curva da hipótese otimista da curva da hipótese conservadora, aumentando a longo prazo o *range* de possibilidades em relação à realização da produção.

Atualmente o pré-sal contribui com cerca de metade da produção nacional de petróleo e gás natural. A expectativa é que essa contribuição possa atingir patamares superiores a dois terços da produção brasileira, a depender dos avanços tecnológicos e de infraestrutura no cenário nacional.

As Figuras 2 e 3, a seguir, ilustram o histórico de produção e as previsões de produção de petróleo nacional nas hipóteses otimista e conservadora, além da demanda nacional estimada, até 2050.

Já as Figuras 4 e 5 apresentam as curvas de previsão de produção líquida de gás natural para a hipótese otimista e para a hipótese conservadora.

Figura 2 – Hipóteses de previsão de produção de petróleo PNE 2050

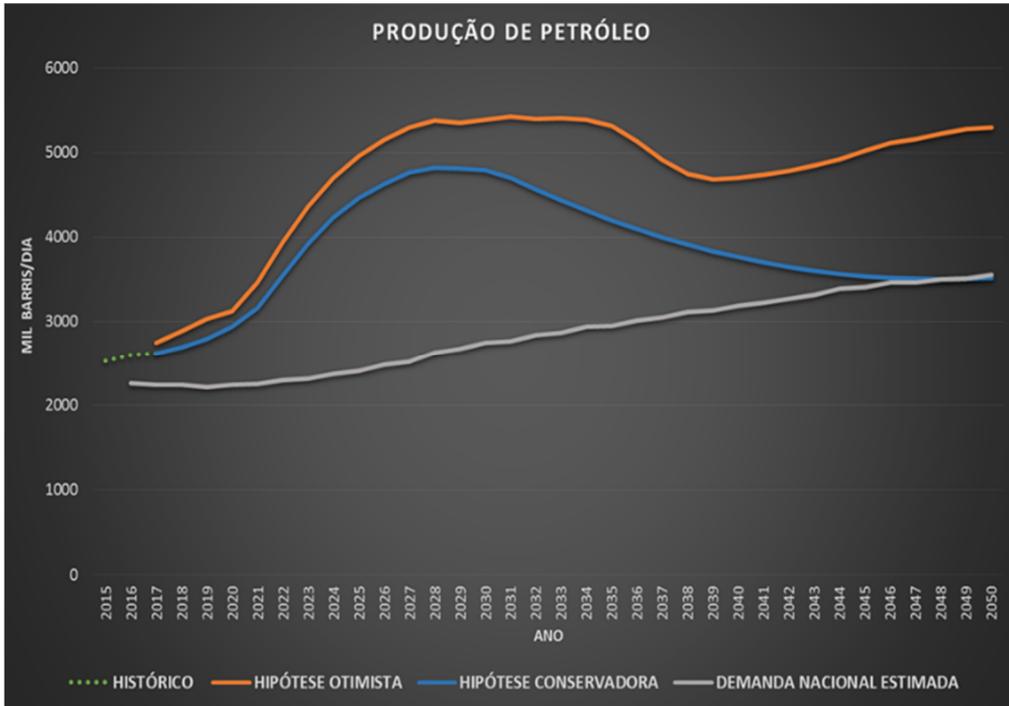


Figura 3 - Hipóteses de previsão de produção de petróleo PNE 2050 – anos selecionados

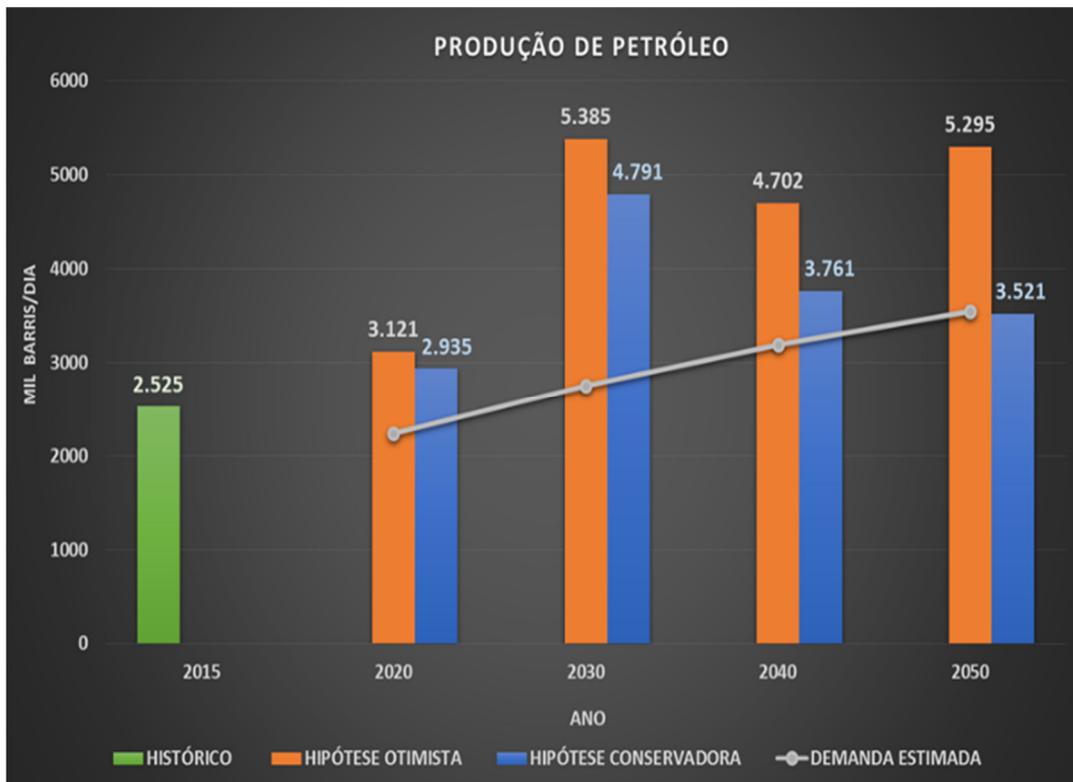


Figura 4 - Hipóteses de previsão de produção líquida de Gás Natural

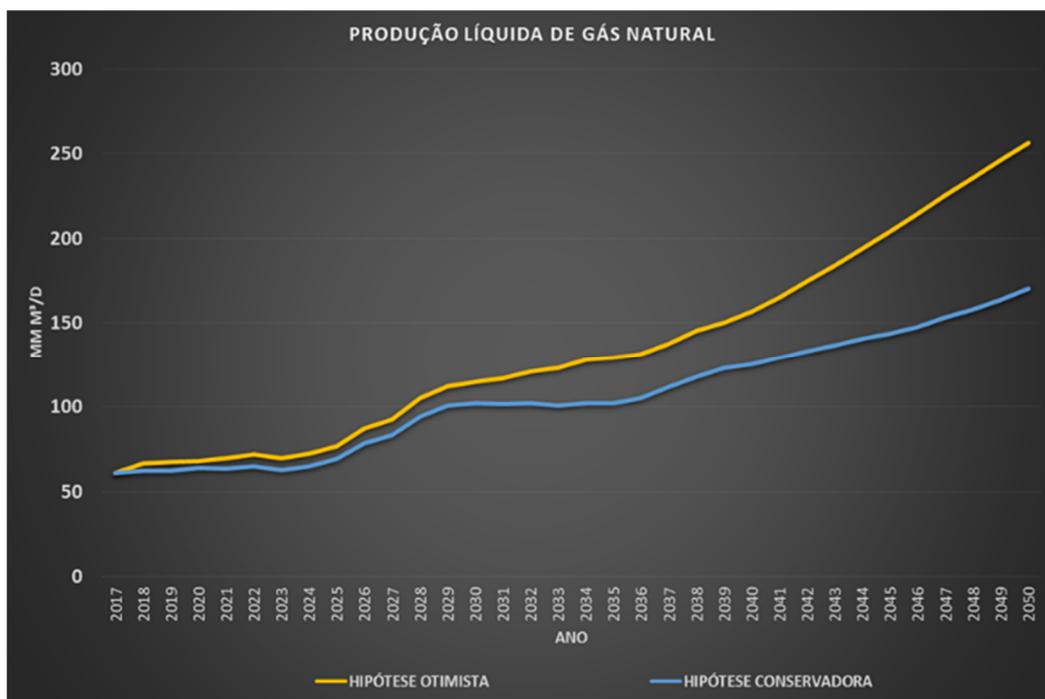
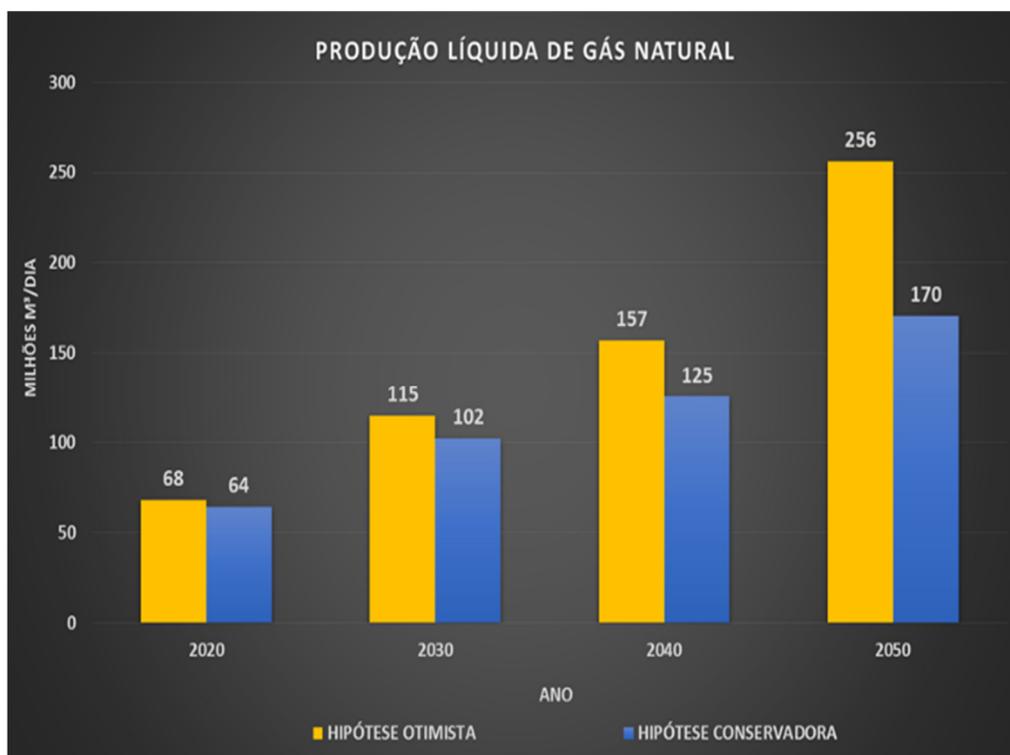


Figura 5 - Hipóteses de previsão de produção líquida de gás natural - anos selecionados



### 3. Desafios

O grande volume de reservas de petróleo e gás natural de boa qualidade e com grande potencial econômico na região do pré-sal apresenta uma oportunidade extremamente significativa, porém também coloca alguns obstáculos desafiadores para a indústria petrolífera e para o País. Entre os principais questionamentos estão quesitos de ordem técnica, estrutural, financeira, regulatória e de inovação. Neste último aspecto, é fundamental destacar que a exploração do pré-sal em águas ultra profundas requer um constante e massivo investimento em pesquisa, desenvolvimento e

inovação (PD&I) e o envolvimento de instituições de ensino e pesquisa competentes para o desenvolvimento de novas tecnologias, dentre outras medidas.

São enumerados, a seguir, alguns dos desafios para o desenvolvimento das atividades de exploração e produção da província do pré-sal brasileiro, bem como impactos associados e oportunidades para o desenvolvimento da indústria petrolífera nacional.

#### 3.1. Desafios Tecnológicos

A descoberta de reservas do pré-sal alavancou o desenvolvimento de um segmento da área de exploração e produção de petróleo e gás natural, no qual há grande exigência por aperfeiçoamentos tecnológicos. Ademais, a gradual mudança de posicionamento de grandes empresas petrolíferas mundiais em busca de diversificação de suas carteiras de investimento, face a um novo cenário de penetração de energias alternativas e de maiores restrições à emissão de gases de efeito estufa<sup>1</sup>, reforçam a necessidade de desenvolvimento de técnicas mais eficientes para a extração, desenvolvimento e transporte dos recursos.

Um dos desafios para o desenvolvimento das grandes reservas de hidrocarbonetos na província do pré-sal é a questão do CO<sub>2</sub>, presente em grande quantidade, especialmente no gás natural produzido na região da Bacia de Santos. O aperfeiçoamento de técnicas de separação do CO<sub>2</sub> dos hidrocarbonetos produzidos é mandatório para o aumento da eficiência no aproveitamento desses recursos. Técnicas de separação com a utilização de

membranas semipermeáveis e de separação em alta pressão (fluidos supercríticos) estão entre as opções a serem consideradas. Ainda em relação ao CO<sub>2</sub> a ser produzido nessa região, outra possibilidade a ser avaliada é seu uso para injeção nos campos com produção declinante na Bacia de Campos, naqueles em que isso for geologicamente possível, com o objetivo de aumentar o fator de recuperação destes, assim como já é feito em diversos campos na Bacia de Santos. Para isso, uma malha de carbodutos (dutos de transporte de CO<sub>2</sub>) teria de ser construída com essa finalidade.

Em um panorama de transição energética, a importância do gás natural será fundamental, substituindo cada vez mais energéticos fósseis como o petróleo e o carvão. O petróleo dos reservatórios do pré-sal normalmente está associado a grandes volumes de gás natural e contaminantes. A monetização deste gás natural, produzido a longas distâncias da costa e que pode contribuir significativamente com a matriz energética do País, apresenta-se como um dos desafios do cenário atual.

<sup>1</sup> Além do dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), outros gases emitidos nas atividades de E&P de petróleo e gás natural incluem monóxido de

carbono, ácido sulfídrico, metano, óxidos de nitrogênio e compostos orgânicos voláteis.

Basicamente, a viabilidade econômica da utilização do gás natural dependerá da distância, do volume transportado e do preço do gás natural. Além da implantação de gasodutos de longa extensão, existe a possibilidade de desenvolvimento de tecnologias, como geração de gás natural liquefeito (GNL) embarcado, transformação em hidratos, ou adsorção em carvão ativado.

A tecnologia *gas-to-liquids* (GTL), processo que transforma gás natural em combustíveis líquidos por meio do Processo de Fischer-Tropsch, representa uma tecnologia que também apresenta potencial para o desenvolvimento da produção de gás natural em campos isolados do pré-sal.<sup>2</sup> Há também o benefício de que, quando transformado quimicamente, o produto resultante ocupa volume significativamente inferior do que em estado natural, tornando-o apto a ser transportado em navios adaptados à carga de derivados e, portanto, sendo desnecessários investimentos em gasodutos de longa extensão para escoamento da produção. A conversão de gás natural em líquidos possui bons resultados técnicos e sua viabilidade econômica

### 3.2. Infraestrutura e Investimentos

Deve-se considerar que a descoberta do pré-sal aumentará de forma significativa a necessidade de investimentos em projetos de E&P. Além da necessidade de dutos de escoamento, a demanda brasileira por plataformas de petróleo do tipo FPSO (produção, armazenagem e transbordo) prosseguirá, com previsão de aumento da demanda das petroleiras e do transporte marítimo não somente para o transporte de cabotagem (na costa brasileira), como para exportação.<sup>3</sup>

aumenta, conforme ocorra uma elevação nos patamares do preço do petróleo. Entretanto, a despeito das inúmeras qualidades do projeto GTL, a intensidade em capital dos projetos se constitui ainda em um dos maiores desafios à atividade.

Uma alternativa de aproveitamento deste gás natural seria a sua utilização como combustível em usinas geradoras de energia elétrica instaladas em alto mar e a transmissão dessa energia por cabos até o continente e conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa arquitetura é conhecida como *gas-to-wire* (GTW). Entre os obstáculos para a implementação da tecnologia, além de aspectos relacionados à legislação e regulação, está a necessidade de uma abordagem integrada dos setores de gás natural e geração de energia elétrica, uma vez que o modelo GTW requer certo grau de previsibilidade de geração e, conseqüentemente, de receita com a venda do combustível, de forma a apoiar decisões de investimento na ampliação das reservas comprovadas suficientes para atendimento ao despacho termelétrico.

A operação de poços *offshore* é, por natureza, remota. Para atender as necessidades de transporte, armazenamento e movimentação de equipamentos, consumíveis e pessoas, diversos serviços de apoio logístico devem ser prestados. A demanda por serviços aumentará nos próximos anos, dadas as necessidades de transporte de passageiros e cargas para as atividades de E&P da região do pré-sal. Além disso, será primordial a disponibilização de

<sup>2</sup> Os processos de GTL podem gerar outros produtos de valor agregado, como parafinas, dimetiléter (substituto de clorofluorcarbonos e de óleo diesel) dimetoxi-metano (aditivo), oxo-álcoois (plastificantes), amônia, fertilizantes, nafta petroquímica, metanol e derivados (formaldeído, ácido acético, MTBE), etanol e hidrogênio.

<sup>3</sup> A produção dos volumes excedentes e sua conseqüente exportação depende das condições do mercado e desta forma são influenciadas pelo preço do petróleo, pela disponibilidade de infraestrutura e equipamentos, por questões de estratégias empresariais e por questões geopolíticas.

infraestrutura de apoio e portuária que possibilite o avanço das atividades navais.<sup>4</sup>

A indústria do petróleo tem a particularidade de proporcionar crescimento, à sua volta, de toda uma estrutura industrial dedicada a suas atividades.

### 3.3. Desafios regulatórios e institucionais

O setor de petróleo tem como características basilares ser extremamente intensivo em capital, além de possuir um elevado risco de negócio. Essas características se relacionam, uma vez que o retorno esperado é de longo prazo afetado por diversos fatores, tais como os riscos geológicos, o cenário econômico e de preços, as ameaças de intervenções políticas, a robustez do ambiente regulatório, a vigilância da sociedade em questões sensíveis, entre outros.

O ambiente institucional em volta de um projeto de exploração é, portanto, parâmetro fundamental para a decisão de investimento. Em geral, quanto mais seguro, menor a taxa de retorno requerida pelo investidor e maior o volume de investimentos e de exploração esperado.

Nos últimos anos, o Brasil tem promovido uma agenda positiva no setor de petróleo e gás natural, buscando estabelecer um ambiente mais favorável à atração de investimentos. Medidas de redução de encargos e de flexibilização de exigências vêm proporcionando um ambiente favorável à atração de investimentos privados. Essas mudanças reduzem os custos da produção brasileira, tornando-

O setor de serviços e equipamentos de E&P de petróleo e gás natural possui diversas segmentações,<sup>5</sup> com relevância distinta nos elos da cadeia de valor de E&P. Todas essas etapas apresentam potencial de desenvolvimento com as expectativas do pré-sal no médio prazo.

a mais competitiva e atraindo capital de empresas multinacionais. Além disso, outras iniciativas também foram estabelecidas para melhorar a previsibilidade e aumentar a estabilidade dos investimentos, como a execução do calendário plurianual de leilões de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, revisão das cláusulas de conteúdo local e a Oferta Permanente<sup>6</sup> de blocos exploratórios (EPE, 2018).

Mesmo conseguindo dar continuidade às reformas do setor petrolífero, incentivando investimentos, flexibilizando a regulação e aumentando a segurança jurídica, possibilitando o desenvolvimento de um mercado mais concorrencial, o Brasil ainda necessita avançar na agenda de aperfeiçoamento de normas e promoção da estabilidade jurídica, além de progredir no desenvolvimento de infraestrutura, no fomento à competitividade na cadeia de produção e comercialização, na qualificação da mão de obra, na desburocratização das operações e na simplificação tributária.

<sup>4</sup> As encomendas em estaleiros nacionais têm um efeito multiplicador em toda a cadeia produtiva: serviços de construção e montagem, equipamentos da indústria naval, equipamentos submarinos e de poço. O investimento no setor também passa de forma decisiva por pequenas e médias empresas, que atuam em diversos níveis da cadeia de petróleo e gás natural, em setores como Tecnologia da Informação, transporte, produtos siderúrgicos, metal-mecânica e eletroeletrônica, entre outros (FIRJAN, 2016).

<sup>5</sup> Dentre os serviços oferecidos pelos diversos segmentos existentes na indústria para-petrolífera, estão: prestação de informação de reservatórios; contratos de perfuração; perfuração de poços; serviços

de perfuração e equipamentos associados; revestimento e completação de poços; preparo de poços para a produção; infraestrutura destinada à produção; operação e suporte da infraestrutura de produção; desativação (encerramento da produção de um poço); e apoio logístico (transporte de insumos, equipamentos e pessoas) (Bain & Company e TozziniFreire Advogados, 2009).

<sup>6</sup> A Oferta Permanente tem como objetivo permitir às empresas aumentarem o seu portfólio de áreas sem a necessidade de uma rodada de licitação. Elas poderão adquirir campos devolvidos (ou em processo de devolução) e blocos exploratórios ofertados em licitações anteriores e não arrematados ou devolvidos à ANP.

### 3.4. Inovação, gestão e capital humano

Sendo a indústria petrolífera intensiva em tecnologia e mão-de-obra altamente qualificada, inovações se fazem constantemente necessárias, através de novas técnicas dependentes de ferramentas computacionais cada vez mais sofisticadas e de profissionais experientes. Por meio da inovação viabiliza-se o aumento de produtividade, a contínua redução de custos, a inserção na cadeia de fornecimento global, e aumenta-se a sustentabilidade ambiental do setor ao longo do tempo.

Para a produção do pré-sal, a agenda de inovação tecnológica do setor deverá priorizar projetos que materializem os benefícios esperados dos conceitos de digitalização, *big data*, operação remota, alinhados ao desenvolvimento da fábrica submarina no longo prazo. Para isso, será primordial a cooperação entre empresas de petróleo, seus fornecedores e centros de tecnologia (FIRJAN, 2018b). Será necessário, também, o financiamento de programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicado à indústria do

petróleo e do gás natural, que poderão ser custeados a partir de recursos oriundos de participações governamentais (como, por exemplo, parcela do valor de *royalties* oriundos das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural).

Diante da premissa de vultosos recursos financeiros provenientes de participações governamentais originados a partir da exploração do pré-sal, há possibilidade de fomento à fundos setoriais de PD&I para desenvolvimento de projetos, inclusive em parceria com universidades nacionais. Esses projetos não necessitariam estar unicamente associados à atividade de produção de petróleo e gás natural, mas possibilitariam o desenvolvimento de tecnologia relacionada à área de energia como um todo (energia renováveis, eficiência energética, termelétrica e cogeração, sistemas elétricos de alta potência e alta tensão, desenvolvimento de biocombustíveis, etc.) e ao desenvolvimento sustentável, como projetos de energia eólica, solar e fotovoltaica.

### 3.5. Desafios socioeconômicos

O pré-sal representa uma riqueza natural cujos benefícios potenciais para a sociedade ultrapassam o setor em si. Esses benefícios vão desde o desenvolvimento das indústrias nacionais direta e indiretamente relacionadas ao setor, ao desenvolvimento tecnológico, passando pelos investimentos em educação e inovação. Um desafio que se coloca ao País é garantir que a exploração desse recurso permita o melhor aproveitamento do ponto de vista da sociedade.

A premissa de expressiva entrada de capital, oriunda das exportações de petróleo do pré-sal, acende o alerta para o risco de Doença Holandesa, que ocorre quando a sobreapreciação do câmbio gera efeitos adversos para a competitividade da

indústria nacional, incluindo o risco de desindustrialização. Esse problema se torna mais grave quando se considera a já alta participação de produtos básicos na pauta exportadora nacional em relação aos manufaturados, e o risco de deterioração dos termos de troca. É importante que, no horizonte de produção do pré-sal, o governo desenvolva mecanismos que garantam o equilíbrio entre receitas de exportação de produtos primários e a competitividade da indústria nacional, com vistas ao desenvolvimento econômico.

A eficaz estruturação de um fundo soberano no Brasil<sup>7</sup> para gerir as receitas petrolíferas ainda se constitui uma opção de ferramenta de política macroeconômica, no sentido de orientar o investimento e o uso destas receitas de modo a maximizar seu valor financeiro e o benefício delas extraído pela sociedade (Bain & Company e Tozzini Freire Advogados, 2009; Kaznacheev, 2017). Visando definir como seriam utilizados os recursos oriundos da exploração e produção do petróleo, sobretudo aquele oriundo da camada do pré-sal, a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, criou o Fundo Social (FS). Este fundo é formado a partir dos recursos do pré-sal direcionados para a União (bônus de assinatura, *royalties*, entre outros)<sup>8</sup> e tem como finalidade “*constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, da cultura, do esporte, da saúde pública, da ciência e tecnologia, do meio ambiente e de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.*” (BRASIL, 2010). Dessa forma, uma questão crítica é como o governo federal fará o gerenciamento dos recursos do FS de forma a atingir esses objetivos.

A área de E&P deverá concentrar boa parte dos investimentos esperados no pré-sal. Esses investimentos possuem enorme potencial de *spillovers* para os demais setores da economia, uma vez que esse segmento é bastante dinâmico,

envolvendo uma ampla e heterogênea cadeia de fornecedores e prestadores de serviços de diversos segmentos, como siderurgia básica, automação, telecomunicações, serviços de engenharia, construção, entre outros. Para aproveitar essas oportunidades, o País deverá incentivar o desenvolvimento de indústrias nacionais competitivas e inovadoras, através de investimentos em PD&I, em qualificação da mão de obra e da adoção de políticas de estímulo à competitividade e à inovação. Nesse sentido, faz-se necessário o redesenho da atual política de conteúdo local para garantir o foco em inovação e no aumento da produtividade das empresas contempladas.

Além disso, o pré-sal também surge como uma oportunidade ao desenvolvimento das cadeias do *downstream*, isto é, os segmentos de refino, petroquímica, de transporte, estocagem e distribuição de derivados. No entanto, o setor de refino nacional é bastante concentrado, possuindo 18 refinarias instaladas e uma capacidade total de 2,4 milhões de barris/dia, dos quais 98% são produzidos pela Petrobras. Nos últimos anos ocorreram poucos investimentos em expansão da capacidade de refino e, além disso, há necessidade de adaptação de algumas plantas de refino para processamento do tipo de óleo produzido no pré-sal. Tais fatores demonstram o desafio para a expansão da capacidade do setor de refino para aproveitamento da exploração do pré-sal.

<sup>7</sup> Uma vez implementados adequadamente com o nível certo de autodisciplina, os fundos de estabilização podem ser uma ferramenta útil de política econômica para o Brasil, desde que fundamentado em boas práticas internacionais de fonte de financiamento e com aplicação dos recursos para estabilização e poupança para as gerações futuras, promovendo retorno sobre o capital aplicado e blindagem contra corrupção e contra o gasto público de baixa qualidade e do comportamento exclusivo de busca pela renda (*rent-seeking*). Além disso, instituições fortes e transparentes são fundamentais para a trajetória de desenvolvimento economias dependentes de recursos naturais não renováveis.

<sup>8</sup> Os recursos que formam o Fundo Social são aqueles “*oriundos da parcela do valor do bônus de assinatura destinada ao FS pelos*

*contratos de partilha de produção; parcela dos royalties que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção, na forma do regulamento; receita advinda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme definido em lei; os royalties e a participação especial das áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração direta da União; os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades; e outros recursos destinados ao FS por lei*”. (BRASIL, 2010).

## 4. Considerações Finais

O pré-sal apresenta um grande potencial de desenvolvimento econômico e tecnológico para o Brasil. Entretanto, para garantir o pleno aproveitamento dessas oportunidades, o País deverá desenvolver instrumentos e políticas para enfrentar importantes desafios hoje colocados, citados na seção anterior.

Além da projeção dos grandes volumes de petróleo e gás natural a serem produzidos no pré-sal, que estariam disponíveis para o abastecimento da demanda interna e para exportação, há de se ressaltar o potencial de desenvolvimento tecnológico e as expressivas receitas geradas. Identifica-se a potencialidade do direcionamento de recursos oriundos da exploração das reservas do pré-sal para o desenvolvimento de novas fontes de energia (biocombustíveis, fontes não convencionais de recursos energéticos), no fomento de investimentos para desenvolvimento de refinarias; além de incentivo às atividades de recuperação avançada; às atividades de exploração e produção *offshore* e as reservas não convencionais.

Com o aumento da oferta de gás natural, promovido por aprimoramentos tecnológicos na extração e tratamento, há a possibilidade de estruturar uma política energética que promova a

expansão da indústria de gás natural e do aumento da participação do gás natural na matriz energética brasileira. Entre as técnicas que poderão promover uma oferta de energia elétrica seria o emprego de tecnologia GTW nas plataformas do pré-sal. Do mesmo modo, tecnologias como GTL embarcado tem o potencial de aumentar a oferta de derivados destinados ao abastecimento do segmento de transportes.

O Brasil é um mercado atrativo aos investimentos estrangeiros. Entretanto, ainda existem desafios para a consolidação do mercado, como promover a celeridade dos processos de licenciamento ambiental, eliminação de gargalos logísticos e redução da complexidade fiscal.

Por fim, cabe ressaltar que a elaboração de trajetórias de longo prazo para o pré-sal é um processo sujeito à constante reavaliação, na medida em que se encontra submetido a condicionantes tecnológicos, macroeconômicos e setoriais internacionais e nacionais que se modificam frequentemente. Por isso, as incertezas intrínsecas à evolução futura dos condicionantes da indústria petrolífera nacional demandam revisões sucessivas ao planejamento energético.

## 5. Referências

BAIN & COMPANY; TOZZINI FREIRE ADVOGADOS, (2009). Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil: relatório consolidado. São Paulo: Bain & Company, Tozzini Freire Advogados. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/7681>>. Acesso em: 13 jul. 2018.

BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, (2018). **Visão 2035: Brasil, um país desenvolvido. Agendas setoriais para alcance da meta**, BNDES, março de 2018. Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/conhecimento/noticias/noticia/visao-2035>>. Acesso em: 16 jul. 2018.

BRASIL. Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2010/lei/L12351.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/L12351.htm)>. Acesso em: 17 set. 2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética, (2018). **Boletim de Conjuntura da Indústria do Petróleo**. Número 4 – 1º semestre 2018. EPE. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/boletim-de-conjuntura-da-industria-do-petroleo>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

FIRJAN. Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro, (2016). **Panorama Naval no Rio de Janeiro 2016**. Rio de Janeiro: FIRJAN. Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/panorama-naval-no-rio-de-janeiro-2016-1.htm>>. Acesso em: 13 jul. 2018.

\_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_, (2018a). **Ambiente Onshore de Petróleo e Gás no Brasil 2018**. Publicações Sistema Firjan – Pesquisas e Estudos Socioeconômicos. Rio de Janeiro: Firjan, junho/2018. Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/ambiente-onshore-de-petroleo-e-gas-no-brasil-2018.htm>>. Acesso em: 12 jul. 2018.

\_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_, (2018b). **Anuário da Indústria de Petróleo no Rio de Janeiro – Panorama 2018**. Rio de Janeiro: FIRJAN. Disponível em: <<http://www.firjan.com.br/publicacoes/publicacoes-de-economia/anuario-petroleo-e-gas.htm>>. Acesso em: 13 jul. 2018.

KAZNACHEEV, P., (2017). **Curse or Blessing? How Institutions Determine Success in Resource-Rich Economies**. Policy Analysis, Number 808. CATO Institute, 11 jan. 2017. Disponível em: <<https://object.cato.org/sites/cato.org/files/pubs/pdf/pa808.pdf>>. Acesso em: 13 jul. 2018.