

PUBLICAÇÕES SISTEMA FIRJAN

PESQUISAS E ESTUDOS SOCIOECONÔMICOS

AMBIENTE DE NEGÓCIOS

AMBIENTE ONSHORE DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

Maio/2017.

Esta publicação contempla os seguintes temas:



COMPETITIVIDADE



BRASIL



AMBIENTE DE NEGÓCIOS

AMBIENTE ONSHORE DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

Sistema FIRJAN

Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

Presidente

Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira

Vice-presidente Executivo

Ricardo Carvalho Maia

Superintendente do SESI-RJ/Diretor Regional do SENAI-RJ
Superintendente do IEL-RJ/Diretor Executivo de Operações
Alexandre dos Reis

Diretoria Executiva de Relação com Associados

Diretor Executivo

Ricardo Carvalho Maia

Gerente de Petróleo, Gás e Naval

Karine Barbalho Fragoso de Sequeira

Equipe Técnica

Fernando Luiz Ruschel Montera
Heber Silva Bispo
Itamar Alves dos Santos Junior
Iva Xavier da Silva
Renata van der Haagen Henriques de Abreu
Thiago Valejo Rodrigues

Apoio

Anderson Jalles de Meneses Vieira
Bruno Ladeira Andrade
Rafael Marques Guazelli
Gustavo Silva Loureiro
Verônica França Pereira

Projeto Gráfico

Gerente-Geral de Comunicação

Daniela Araújo Lins Teixeira

Gerente de Comunicação de Marketing

Ingrid Buckmann Cardoso de Mello

Equipe Técnica

Fabiana M. de Barros
Henrique Martins Parada

www.firjan.com.br/petroleoegas

Sistema
FIRJAN



INFORMA, FORMA, TRANSFORMA.

SUMÁRIO

1. Apresentação	4
2. Ambiente <i>onshore</i> no Brasil	6
2.1. Grandes números de exploração e produção.....	6
2.2. Configuração do mercado.....	11
3. Expectativas para desenvolvimento do <i>onshore</i> no Brasil.....	16
3.1. Desafios no ambiente exploratório <i>onshore</i>	17
3.2. Desafios para produção de petróleo <i>onshore</i>	18
3.3. Desafios para produção de gás natural <i>onshore</i>	18
4. Considerações finais	19

1. APRESENTAÇÃO

O mercado de petróleo e gás se divide em dois grandes mundos: o do *onshore* e o do *offshore*, ou terra e mar. Cada um deles com suas características específicas, o mundo *onshore* menos complexo em termos de tecnologia, mas igualmente desafiador. São outros seus aspectos e contornos, porém ambos, com distinção de grandezas, comportam em seus desafios muitas oportunidades de exploração, desenvolvimento e produção.

Estudos divulgados pela US Energy Information Administration – (EIA) demonstram a oportunidade de extração de novas fronteiras no mundo, que ainda carecem de dados exploratórios, mas que principalmente são advindas de reservatórios não convencionais.¹

No mundo, e esse não é o caso do Brasil, o segmento *onshore* tem a produção terrestre correspondente a mais de 70% do total, de acordo com a EIA. No Brasil, avançou-se da terra para o mar e neste último mantêm-se seus maiores investimentos. O modelo monopolista, vigente até a Lei do Petróleo de 1997, foi fundamental para a continuação desse ambiente pouco explorado.

No início deste ano, o Ministério de Minas e Energia – (MME) lançou o Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres, chamado de REATE. Esse programa visa expandir a produção de hidrocarbonetos em terra, revitalizar esse segmento no país e desenvolver uma indústria com a participação de diversos atores, concessionários, operadores e fornecedores de bens e serviços. Em paralelo, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – (ANP), atendendo a pleitos do mercado, adicionou à sua estrutura a Coordenadoria de Áreas Terrestres.

Por sua menor complexidade, o *onshore* tem potencial de oferecer oportunidades para os fornecedores nacionais de bens e serviços, principalmente para empresas de pequeno e médio porte que, com o advento de pequenos produtores independentes, podem acessar maior número de operadores com perfil financeiro mais correlato.

As reservas em terra podem ser consideradas pouco exploradas no Brasil. Mesmo com um histórico de desenvolvimento mais antigo, os campos já em atividade podem proporcionar demandas com a maximização da recuperação de suas reservas, além disso o investimento em coleta de dados exploratórios permitiria a abertura de novos horizontes.

Por isso, em março de 2017, com o apoio dos empresários fluminenses, do MME, da ANP e da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo – (ABPIP), foi possível realizar o evento de lançamento do plano de trabalho *onshore* do Sistema FIRJAN.

Ambiente *Onshore* de Petróleo e Gás no Brasil é a primeira entrega pós-evento e tem como objetivo permitir uma visão macro sobre a configuração do mercado *onshore* de petróleo e gás no Brasil. Inicialmente, serão apresentados os principais dados relacionados a produção, reservas e atividade exploratória, bem como a posição global do Brasil nesse mercado, seus atores e o perfil do investimento. Por fim, serão apresentados os principais entraves e as expectativas para o desenvolvimento desse mercado no país, assim como uma série de propostas para estimular esse mercado no país.

¹ Existem dois tipos de reservatório: convencionais, que compreendem rochas com porosidades maiores que 10% e permeabilidades acima de 0,1mD e os reservatórios não convencionais, que incluem rochas com porosidades menores que 10% e permeabilidades menores que 0,1 mD (SUÁREZ, 2012).

Este documento é a base de um trabalho que seguirá com a realização de uma missão prospectiva e empresarial à feira anual Global Petroleum Show, em Calgary no Canadá, principal referência para esse mercado no mundo. A missão visa capturar mais informações e conhecimento, que devem ser estruturados e distribuídos aos nossos empresários, com a expectativa de aprofundar nossa compreensão sobre o potencial desse mercado para a indústria fluminense.

2. AMBIENTE ONSHORE NO BRASIL

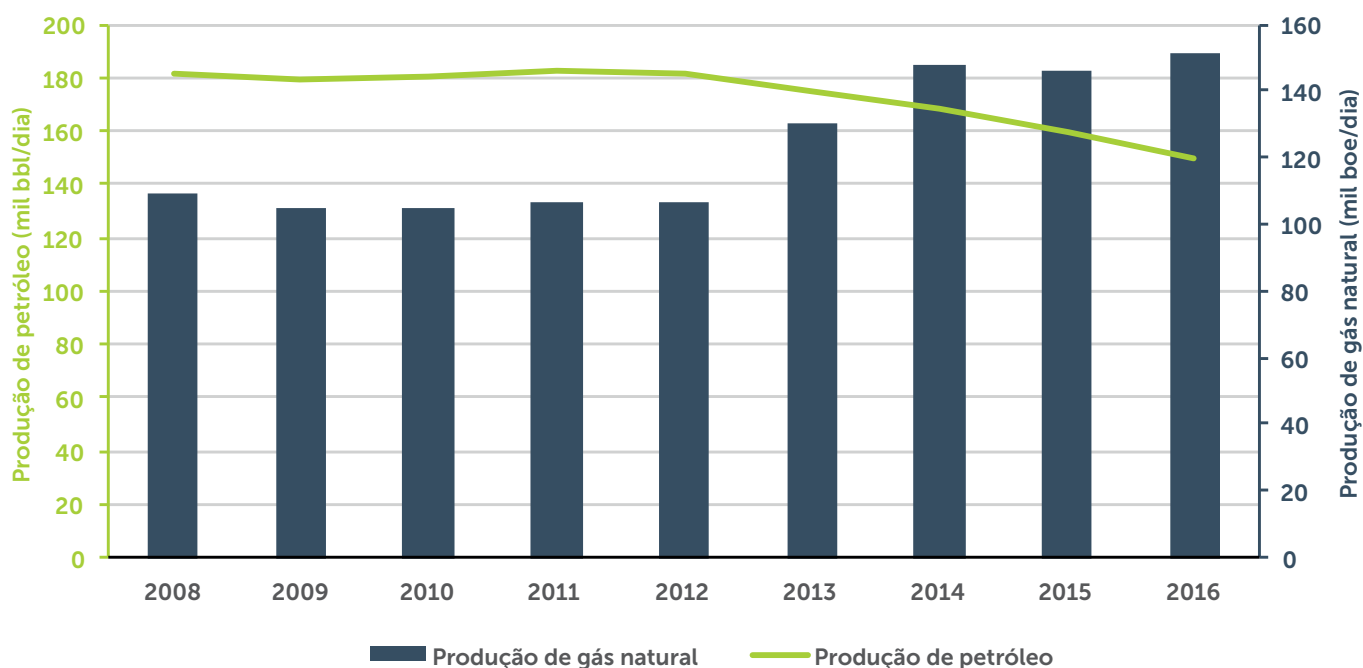
2.1. GRANDES NÚMEROS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

Atualmente, existem 192 blocos exploratórios *onshore* sob concessão no Brasil, dos quais 75% se encontram na Região Nordeste. Com um total de 24 operadores dessas áreas, a Petrobras é a que detém mais de 20% das concessões.

A realidade entre a exploração e a produção em terra são completamente opostas. Enquanto nos blocos exploratórios em torno de 75% se encontram operados por outras empresas que não a Petrobras, nos campos em produção, a empresa se encontra como operadora, com 100% de composição acionária, de praticamente todas essas áreas.

Mesmo assim, são 25 empresas atuando na produção, como operadoras ou como sócias do consórcio. Das 276 áreas que estão em produção, 215 são operadas pela Petrobras. Em 2016, como pode ser observado no Gráfico 1, a produção de petróleo e gás natural está no patamar de 300 mil boe/dia, de acordo com dados da ANP.

Gráfico 1. Histórico da produção de petróleo e gás em terra no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2017.

Como operadora³ no *onshore*, a Petrobras é responsável por aproximadamente 98% da produção de petróleo e 94% do gás natural. Para o segundo hidrocarboneto, vale ressaltar que a concessionária Parnaíba Gás Natural é a segunda maior produtora do energético, contribuindo com algo em torno de 5% do total, o qual é utilizado para suprir suas usinas termoelétricas localizadas no Maranhão.

Vale lembrar que a produção *onshore* no Brasil é pouco representativa, menos de 10% do total. Quando comparamos internacionalmente, a produção brasileira nesse ambiente, com base em dados publicados pela BP e EIA, representa menos de 0,2% do total mundial.

Já no que diz respeito às reservas – provadas, prováveis e possíveis – o petróleo corresponde a 5% e o gás natural, 12% quando comparamos com o total do país.

Regionalmente, o Nordeste se posiciona como o maior detentor tanto das reservas quanto da produção de petróleo. Para o gás natural, a Região Norte fica como primeira colocada. As figuras 1 e 2 apresentam a proporção das reservas provadas e da produção das regiões do Brasil para o petróleo e o gás natural, respectivamente, de origem *onshore*.

Figura 1. Proporção das reservas provadas e da produção de petróleo em terra, por região do Brasil - 2016



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2017.

³Valor calculado considerando o percentual pertencente à Petrobras como operadora no consórcio.

Figura 2. Proporção das reservas provadas e da produção de gás natural em terra, por região do Brasil - 2016



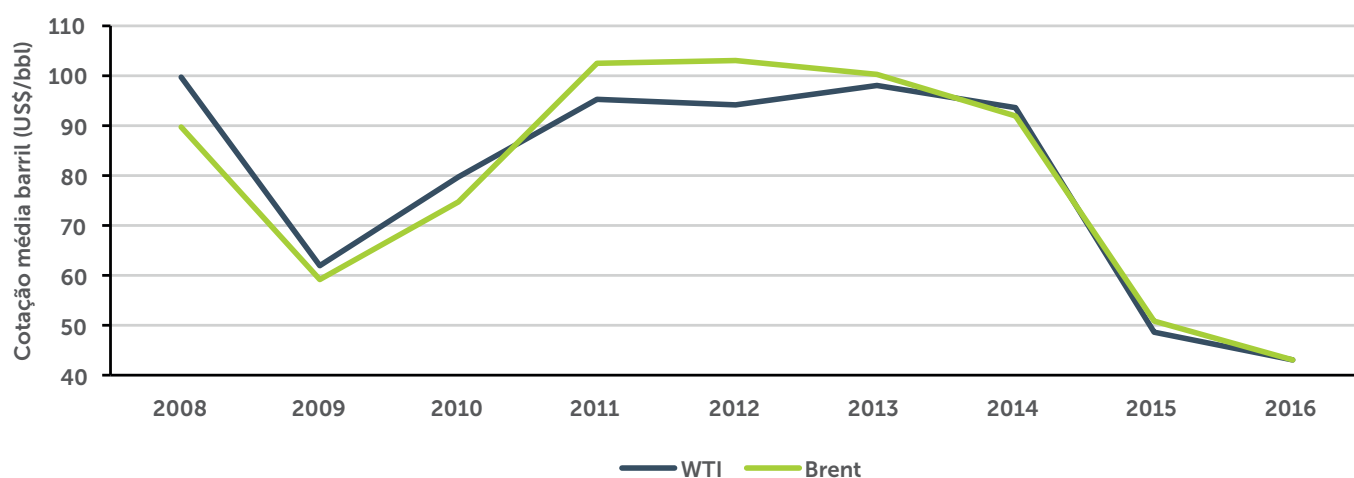
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2017.

Cabe ainda destacar que a forte desvalorização dos preços internacionais do barril de petróleo, explicitadas no Gráfico 2, impactaram diretamente o volume de reservas, indicando uma redução da viabilidade econômica daquelas áreas já anteriormente declaradas comerciais.

Contudo, a atratividade e a sustentabilidade desse segmento no Brasil diminuiu antes mesmo da queda dos preços da *commodity*. Isso ocorreu a partir de 2008, quando o país estagnou a atividade exploratória ao interromper a realização das Rodadas de Licitação de Blocos Exploratórios, processo retomado somente em 2013.

A conjunção desses fatores ocasionou a queda significativa das declarações de comercialidade, posto que os valores de venda do barril de petróleo refletem diretamente na viabilidade econômica das áreas.

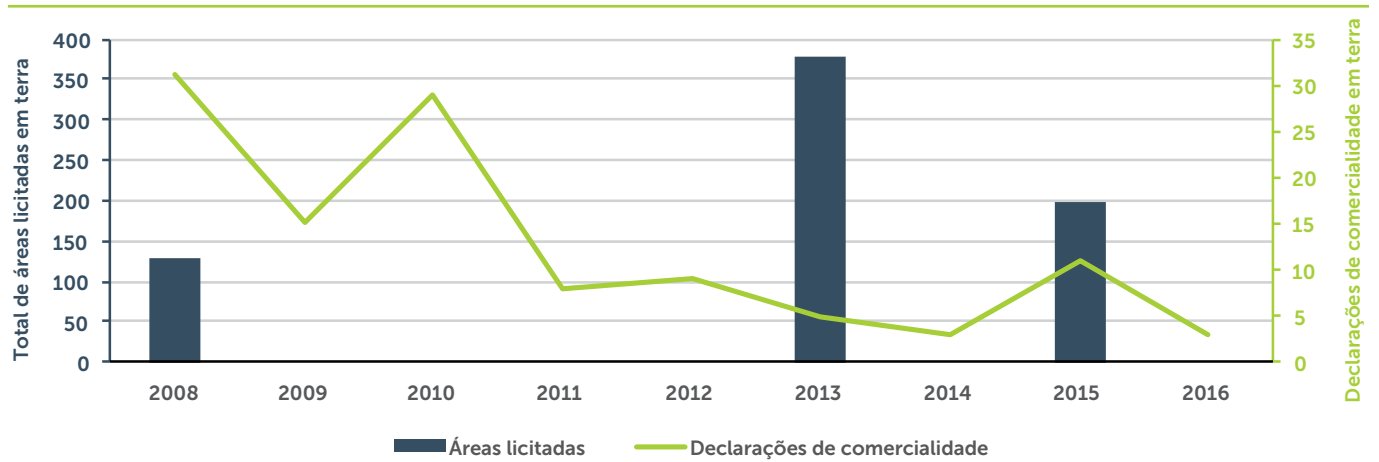
Gráfico 2. Histórico dos preços internacionais do barril de petróleo – Brent e WTI



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA, 2017.

Esse movimento pode ser observado pelo Gráfico 3, onde desde a última rodada, de 2008 até 2016, o nível de descobertas declaradas como comerciais no *onshore* caiu aproximadamente 90%. Associada à não realização de leilões, a redução do preço do barril levou as concessionárias e operadoras a refazerem seus planos de investimento, dado que a redução dos custos não seguiu a mesma trajetória, inviabilizando, portanto, novas declarações de comercialidade.

Gráfico 3. Comparação anual entre as declarações de comercialidade e as áreas licitadas em terra, no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2017.

Assim, a atividade de perfuração de poços exploratórios, mesmo após uma leve recuperação em 2011 e 2012, passou por um processo de queda vertiginosa a partir de 2013, também anterior à variação do preço do barril.

Desde então, os poços exploratórios concluídos anualmente apresentaram redução média de 37% ao ano. Essas variações se encontram representadas no Gráfico 4, o que reforça a importância da definição de um calendário de rodadas de licitação, para a manutenção da atividade exploratória, o que possibilita a previsibilidade dos investimentos e planejamento da indústria. Essa avaliação converge com o anúncio pelo MME de dez leilões entre 2017 e 2019.

Essas informações reforçam a importância da manutenção de um calendário de rodadas de licitação, mantendo a atividade exploratória ativa, e possibilitando previsibilidade dos investimentos e planejamento da indústria.

Gráfico 4. Poços concluídos por ano em terra, no Brasil



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2017.

2.2. CONFIGURAÇÃO DO MERCADO

Ao compararmos com o mundo *offshore*, o arranjo de investimentos no *onshore* é bastante similar. A maior parte dos investimentos necessários para viabilizar a produção também está na etapa de desenvolvimento. Porém, a infraestrutura e as tecnologias aplicadas possuem, em geral, menor complexidade, assim como o tempo para o desenvolvimento dos projetos tende a ser reduzido.

Não são necessários, por exemplo, navios plataforma para fazer a produção, assim como de equipamentos especiais para operar no subsea. Assim, os investimentos no *onshore* tendem a ser menos custosos do que nas áreas *offshore*, além, claro, dos custos logísticos, que são diferenciados entre os distintos ambientes.

Após a execução da etapa de exploração, a operadora do bloco terrestre avalia os dados obtidos, estima seu reservatório e avalia sua viabilidade comercial e econômica. Comprovada a viabilidade do reservatório, é declarada sua comercialidade e iniciado o desenvolvimento do campo.

No desenvolvimento da produção, quando são definidos o número de poços necessários ao melhor aproveitamento do campo, e assim é executada a perfuração desses poços, a instalação de equipamentos para extração, tratamento e estocagem do petróleo produzido, sistemas de escoamento e transporte, quase sempre realizada através de dutos.

Em resumo, a estrutura de investimentos do campo será definida conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1. Arranjo dos investimentos - segmentos por fase de projeto

Fase	Segmento
Exploração	Apoio operacional, apoio logístico
	Geologia e geofísica
	Perfuração, avaliação e completção de poços exploratórios
Desenvolvimento da produção	Perfuração, avaliação e completção de poços de desenvolvimento
	Sistema de coleta da produção
	Sistema de produção

Fonte: Elaboração própria.

Cada sistema de produção demanda uma série de bens e serviços da indústria fornecedora. Isso só acontece quando há perspectivas de novas atividades de exploração e consequentes investimentos em desenvolvimento da produção, em outras palavras, só há previsibilidade de demanda para os fornecedores, a partir da realização dos leilões e potencializado com a subsequente declaração de comercialidade.

De modo simplificado, a Figura 3 apresenta um fluxograma das atividades de produção de petróleo e gás, desde sua exploração, passando pelo tratamento, reinjeção até a transferência dos produtos para tratamento em refinarias ou unidades de processamento de gás.

A Tabela 2 lista os principais bens e serviços demandados por etapa das atividades de exploração e desenvolvimento da produção.

Figura 3. Fluxograma das atividades em processo de produção de petróleo e gás

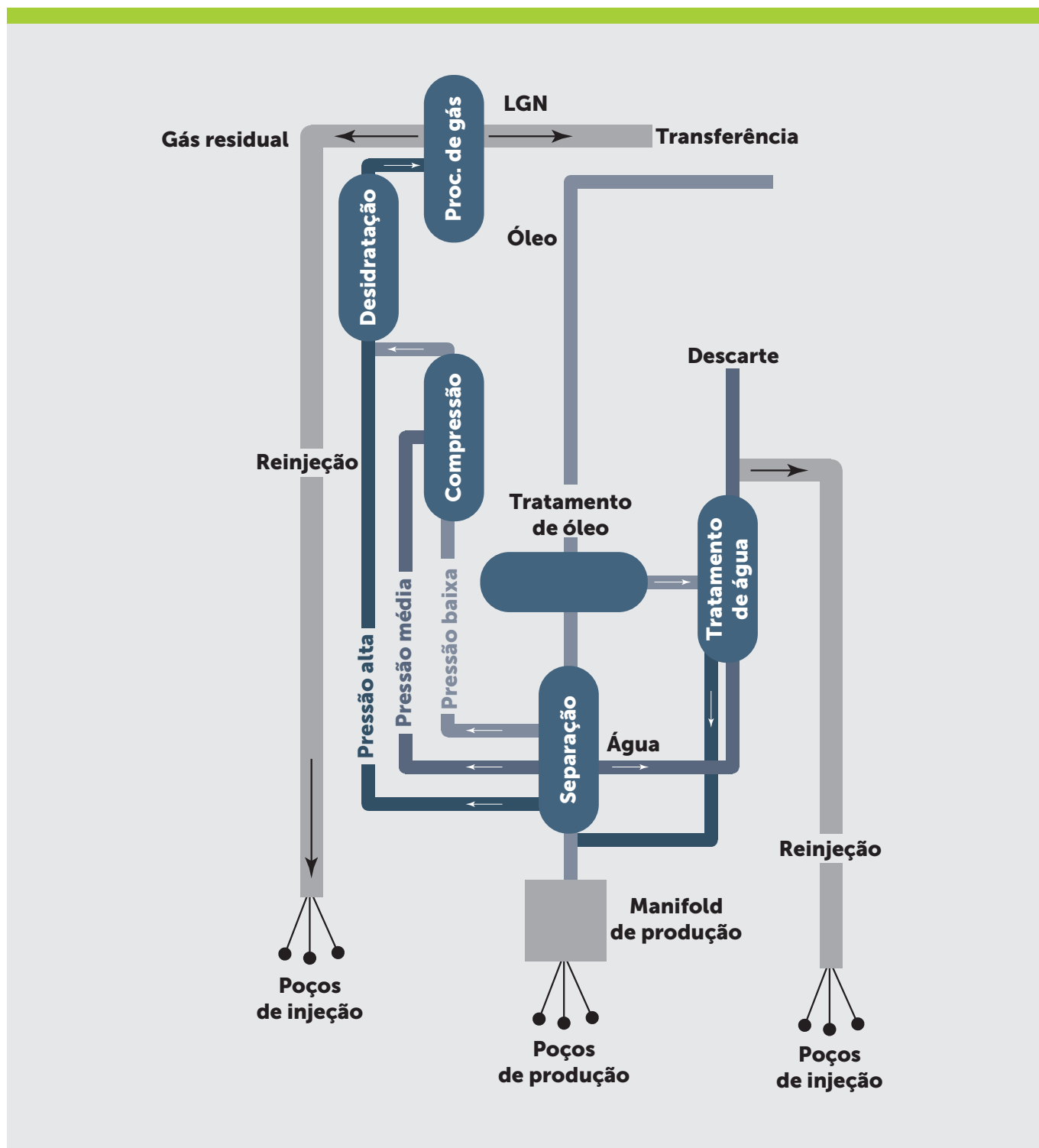


Tabela 2. Principais bens e serviços demandados

Fase	Segmentos	Principais bens	Principais serviços	
Exploração	Apoio logístico	-	Base de apoio terrestre	
	Apoio operacional	-	Logística área	
	Geologia e geofísica	-	Aquisição de dados Interpretação e processamento	
	Perfuração, avaliação e completação de poços exploratórios	Brocas	Brocas	Afretamento de sonda
		Cabeça de poço	Cabeça de poço	Cimentação
		Coluna de produção	Coluna de produção	Construção
		Equipamentos do poço	Equipamentos do poço	Instalação
		Fluidos de perfuração e injeção	Fluidos de perfuração e injeção	Integração
		Revestimento	Revestimento	Montagem
		Terraplanagem	Terraplanagem	Terraplanagem
Desenvolvimento da produção	Perfuração, avaliação e completação de poços de desenvolvimento	Árvore de Natal		
		Brocas		
		Cabeça de poço	Afretamento de sonda	
		Coluna de produção	Cimentação	
		Equipamentos do poço	Construção	
		Fluidos de perfuração e injeção	Instalação	
		Instrumentação de campo	Integração	
		Revestimento	Montagem	
		Sistema de automação	Terraplanagem	
		Sistema de medição fiscal		
	Sistema de telecomunicações			
	Sistema elétrico			
	Sistema de coleta da produção	Bombas de transferência	Construção	
		Linhas de escoamento	Engenharia básica	
		Linhas de produção/injeção	Engenharia de detalhamento	
		Manifolds	Gerenciamento de projeto	
		Tanques	Montagem	
		Bombas		
Compressores				
Filtros				
Sistema de produção	Motores			
	Proteção catódica			
	Queimadores			
	Sistema de automação	Construção		
	Sistema de geração de vapor	Engenharia básica		
	Sistema de medição fiscal	Engenharia de detalhamento		
	Sistema de processo	Gerenciamento de projeto		
	Sistema de resfriamento	Montagem		
	Sistema de telecomunicações			
	Sistema elétrico			
Tanques				
Trocadores de calor				
Válvulas				
Vasos de pressão				

Serviços complementares, como hotelaria, segurança, limpeza e alimentação

Fonte: Elaboração própria.

Quando falamos da configuração desse mercado no Brasil, existe a forte participação da Petrobras nos projetos, conforme tabelas 3 e 4. Sendo que, apesar do avanço da participação de novos *players* nesse segmento, questões como a burocratização dos processos reduzem drasticamente a capacidade de desenvolvimento e ganhos de escala. São desafios de diferentes ordens e compõem agenda de trabalho da ABPI, eles estão relacionados nos próximos capítulos. Esses e outros fatores limitantes precisam ser mitigados para favorecer a atividade nesse ambiente.

Tabela 3. Empresas operadoras em blocos, campos em desenvolvimento e em produção em terra no Brasil

Blocos exploratórios		Campos em desenvolvimento		Campos em produção	
Operador	Blocos	Operador	Campos	Operador	Campos
Alvopetro	13	Imetame	3	Allpetro	1
BPMB Parnaíba	1	Nord	1	Alvopetro	3
Cemes	3	Parnaíba Gás Natural	6	Arclima	1
Cisco	1	Petrobras	10	Central Resources	3
Cowan Petróleo e Gás	7	Petrogal Brasil	3	Egesa	1
G3 Óleo e Gás	3	Petrosynergy	3	EPG Brasil	1
Galp Energia Brasil	2	SHB	1	ERG	1
Geopark Brasil	7	Vipetro	1	Genesis 2000	1
Gran Tierra	6			Gran Tierra	1
Great Oil	3			Guto & Cacal	1
Imetame	12			IPI	1
Nova Petróleo	4			Nord	1
Ouro Preto	7			Nova Petróleo Rec	4
Parnaíba Gás Natural	11			Oceania	1
Petra Energia	30			Parnaíba Gás Natural	3
Petrobras	44			Partex Brasil	2
Petrosynergy	1			Petrobras	214
Recôncavo Energia	4			Petrogal Brasil	2
Rosneft	16			Petrosynergy	14
SHB	1			Proen	1
Tek	1			Recôncavo E&P	5
TOG Brasil	10			Santana	1
UTC EP	4			Severo Villares	1
Vipetro	1			SHB	2
				UTC EP	8
				Vipetro	2

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2017.

Tabela 4. Algumas empresas societárias de concessões em terra, no Brasil

Aurizônia Petróleo	OGX	Queiroz Galvão
Barra Energia	Ouro Preto	Repsol Sinopec
BG Brasil	Orteng Óleo e Gás	Silver Marlin
BP Energy	Panoro Energy	Sinochem Petróleo
Brasoil	Petrogal Brasil	Somoil do Brasil
Chevron Brasil	Phoenix Petróleo	Sonangol Guanambi
ERG	Quantra	Total E&P do Brasil

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP, 2017.

3. EXPECTATIVAS PARA DESENVOLVIMENTO DO ONSHORE NO BRASIL

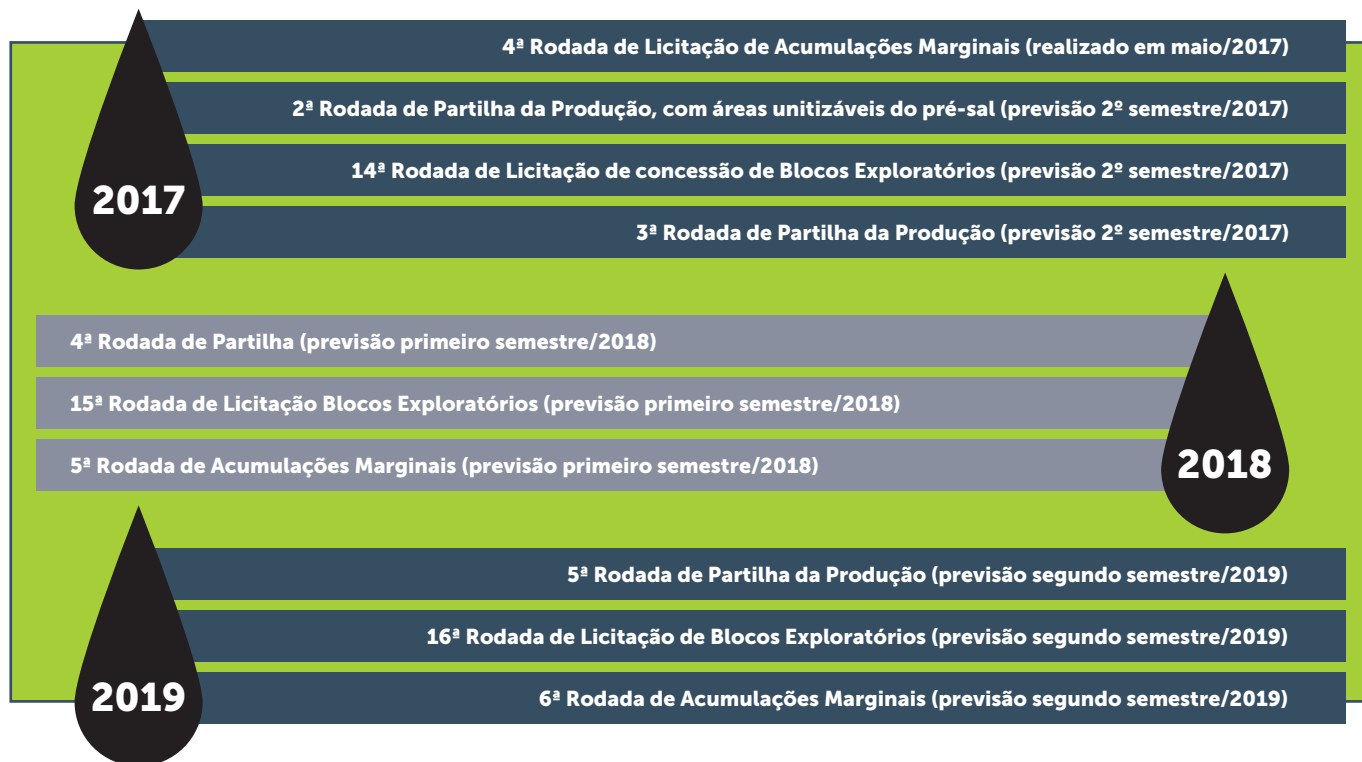
Por mais que as oportunidades existentes para o segmento *onshore* da exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil não sejam tão expressivas quanto aquelas no *offshore*, as mesmas não devem ser descartadas. O desenvolvimento desse mercado traz oportunidades para diferentes perfis de investidores, diversificação de atores e apresentação de novas demandas potenciais por bens e serviços, dos mais variados segmentos.

O Brasil possui, no momento, duas importantes frentes para a dinamização desse mercado. De um lado, a União busca disponibilizar um ambiente propício ao investimento através do Programa REATE. A proposta do governo é que a produção nas áreas terrestres seja triplicada até 2030.

Ainda na esfera governamental, deve-se destacar a retomada das rodadas de licitação de blocos exploratórios. Como mencionado anteriormente, estas são de suma importância para a manutenção da atividade exploratória e consequente descoberta de novas reservas e de seu desenvolvimento com consequente expansão da produção.

Para o ano de 2017, por exemplo, metade das rodadas previstas irá contemplar áreas em terra. Está programada para novembro de 2017 a 14ª rodada, que contará com blocos em terra de 6 bacias nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste do país. Além desta, a 4ª rodada de acumulações marginais, com mais 9 áreas em 3 bacias sedimentares em 2 regiões. A Figura 4 apresenta o calendário de leilões. Conforme divulgação do MME.

Figura 4. Calendário das Próximas Rodadas de Licitação no Brasil



Fonte: Elaboração própria com dados do MME, 2017.

Outra ação, muito aguardada pelo mercado investidor, é o chamado Projeto Topázio, de desinvestimento da Petrobras. Esse projeto é uma oportunidade para outras empresas diversificarem seu portfólio através de áreas já em produção que, por razões específicas de estratégia da empresa, não se encontram como viáveis economicamente.

O Projeto Topázio engloba, hoje, 104 campos terrestres com produção de 35 mil barris/dia de petróleo. A viabilidade de operação dessas áreas se encontra altamente interligada à redução de custos, os quais possuem um perfil inerentemente alto para a companhia, tendo em vista os elevados gastos associados à gestão e manutenção de uma grande empresa como ela.

Assim, essas áreas são de grande atratividade para empresas de porte pequeno e médio, já que seus custos podem ser moldados para esse perfil de operação. Essa relação, entre áreas em terra e empresas de menor porte no Brasil, já pode ser observada pelo diferente perfil de empresas que já estão atuando como operadoras nesse ambiente, principalmente nos blocos exploratórios sob concessão.

O mesmo também pode ser constatado com o resultado da 4ª Rodada de Licitação de Acumulações Marginais, realizada em maio de 2017. Com um sucesso de mais de 80% no total de áreas licitadas, as seis empresas que arremataram áreas - Dimensional, Guindastes Brasil, Imetame, Newo, Ubuntu e Petrol - são de pequeno e médio porte e se comprometeram a realizar investimentos de revitalização das áreas na ordem de R\$ 10 milhões.

Se as oportunidades são promissoras, os desafios para a concretização destas não deixam a desejar. Para que o desenvolvimento das riquezas existentes no segmento *onshore* brasileiro possa ser efetivado plenamente e de modo sustentável, é necessário que diversas medidas sejam tomadas para a melhoria do ambiente de negócios.

Para apresentar, de forma não exaustiva, os desafios do segmento *onshore*, foram criadas três categorias: ambiente exploratório, produção de petróleo e outra para a produção de gás natural, dadas as especificidades e/ou assuntos convergentes de cada uma delas.

3.1. DESAFIOS NO AMBIENTE EXPLORATÓRIO ONSHORE

Na etapa de exploração, as questões a serem resolvidas são semelhantes independentemente do hidrocarboneto majoritariamente encontrado no reservatório, petróleo ou gás. Para que as campanhas exploratórias possam ser realizadas, além do comprometimento contratual realizado entre a concessionária e a União, é necessária a obtenção de diversas outras licenças.

Entre elas destaca-se a emissão de licenças ambientais - (LAs), a serem obtidas junto a órgãos ambientais fiscalizadores de esferas nacionais e estaduais. Essas LAs são necessárias a cada etapa, uma para início do programa exploratório mínimo - (PEM), outra caso seja realizado um Plano de Avaliação da Descoberta - (PAD).

Não obstante a morosidade dos processos de obtenção das licenças, mesmo quando emitidas, outros tipos de embargos à campanha exploratória podem ser colocados. Esses embargos se apresentam, muitas vezes, na forma legal pelo impedimento da realização de atividades-chave ao desenvolvimento da área.

Nesse sentido, destaca-se Projeto de Lei nº 6.904 de 2013, da Câmara dos Deputados, além de outros tantos projetos, no âmbito estadual e municipal, que preveem a proibição da exploração de reservatórios não convencionais.

3.2. DESAFIOS PARA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO ONSHORE

A viabilidade econômica da produção de petróleo *onshore* no Brasil está intrinsecamente relacionada aos segmentos de transporte, refino e distribuição de petróleo. A produção, quando em áreas isoladas do interior brasileiro, tem o seu custo de escoamento elevado e muitas vezes é o fator de custos que inviabiliza certas descobertas realizadas. As demandas de infraestrutura são os principais quesitos aqui.

Quando próximo da infraestrutura de escoamento e refino, é comum que o produtor independente comercialize o seu petróleo com deságio. Isso ocorre devido à atual configuração de mercado, onde os processos de compra de óleo cru e de refino são dominados por um único ator no Brasil, a Petrobras. Essa situação gera e não possibilita a agregação de valor pelo refino, já que como proprietária das refinarias nacionais, e dado o volume de sua própria produção, a Petrobras tem restrições de capacidade de refino disponível para o processamento do óleo cru de terceiros.

Essa configuração de mercado agrava as projeções de abastecimento de derivados no país. Sem as devidas indicações ao mercado, não são viáveis os investimentos de outras companhias no refino nacional. Dado o atual cenário, o Brasil terá déficit de 1,2 milhão de barris/dia em derivados por volta de 2030, caso não sejam realizados investimentos no refino no Brasil, segundo avaliação da ANP.

3.3. DESAFIOS PARA A PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL ONSHORE

De acordo com a EIA, o Brasil possui recursos recuperáveis potenciais de gás natural não convencional na ordem de 40 bilhões de barris óleo equivalente, nas bacias do Paraná, Solimões e Amazonas. Contudo, esses valores representam análises técnicas e não consideram a viabilidade de fato de produção.

A transformação desses recursos em reservas, ou seja economicamente viáveis, está intimamente ligada a alterações no arcabouço regulatório do país. Como a malha de transporte de gás natural local é pouco desenvolvida e, em sua maioria, litorânea, muitas vezes a monetização desse energético depende da interligação ao sistema elétrico através da geração em usinas termoelétricas (UTES).

Essas usinas, dada a alta demanda por gás natural, são consideradas projetos âncoras, pois, a partir destes, pode-se tornar viável o desenvolvimento de outros projetos, seja de consumo ou de viabilização da expansão da rede de transporte e/ou distribuição de gás.

Contudo, a regulação para a geração elétrica via usina de combustíveis fósseis, demanda alta flexibilidade e garantias de fornecimento no longo prazo. A flexibilidade não garante a demanda firme do energético e as garantias não estão de acordo com o ritmo de descobertas em áreas *onshore*, o que não viabiliza o desenvolvimento da área exploratória.

Outro importante gargalo para a viabilização de áreas produtoras de gás natural em terra é o imbróglio com relação ao pagamento pelo serviço de distribuição. Por exemplo, há casos em que a mesma empresa produtora do gás é aquela que irá consumir o energético em UTES, o que resulta na construção de dutos próprios para transferi-lo e, mesmo assim, há a cobrança de tarifa de distribuição.

Além disso, há uma forte presença da Petrobras, através de sua subsidiária Gaspetro, em empresas distribuidoras do energético. Essa configuração impacta a competitividade e atratividade desse mercado.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este documento teve como objetivo apresentar a configuração do mercado *onshore* de petróleo e gás no Brasil, assim como suas oportunidades e desafios. Como observado, para a devida efetivação dos investimentos, com desdobramento dos mesmos em empregos, renda e arrecadação de tributos no país, é necessário que ações sejam tomadas para a mitigação dos desafios.

No âmbito da exploração de petróleo e gás como um todo, é de suma importância que seja estabelecida regulação clara e soberana para essas atividades. Nesse processo, deve ser garantido que, as licenças ambientais, exigidas em todas as esferas governamentais e necessárias para o início das atividades exploratórias, sejam emitidas previamente à licitação das áreas, em uma ação coordenada entre o Conselho Nacional de Política Energética - (CNPE), MME e Ministério do Meio Ambiente, evitando a judicialização da fase de exploração.

No que tange ao mercado *onshore*, deve-se entender que o potencial de interiorização da produção desses energéticos está alinhada com a necessidade de expansão do parque de refino e para a segurança energética do país. Para que o suprimento de derivados não fique dependente de elevado fornecimento externo, tais investimentos somente se materializam com a devida sinalização governamental de que o mercado de distribuição dos derivados não terá seus preços controlados com o viés de política pública.

Complementando a matriz energética brasileira, programas com visão sistêmica, como o “Gás para Crescer”, são fundamentais para a dinamização desses mercados, por entenderem esses produtos como parte de um mercado que abrange diversos setores da economia. Isso garantirá a viabilidade dos investimentos ao tanto na tomada de decisão nas etapas de exploração e produção de ambos os energéticos.

Nesse sentido, foram elaboradas algumas proposições para estimular as atividades no mercado *onshore* de exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, as quais se encontram no quadro a seguir.

- **Calendário de rodadas de licitação em terra para manter a atividade exploratória e ritmo do desenvolvimento das reservas.**
- **Alinhamento da regulação do setor elétrico à realidade de mercado do gás natural para que, por exemplo, usinas termoelétricas a gás natural possam gerar na base criando demanda firme para a viabilidade do desenvolvimento de áreas exploratórias.**
- **Tratamento isonômico, visando à competitividade dos investimentos tanto no encadeamento produtivo do *offshore* quanto do *onshore*, de modo a reduzir os custos de exploração e produção e, assim, aumentar a competitividade no mercado tanto de fornecedores quanto de concessionários.**
- **Aprimorar os processos e garantias do licenciamento ambiental, de forma que se agilizem as atividades e se evite a interrupção das mesmas por judicializações.**
- **Garantia do livre-comércio na distribuição de derivados para incentivar o investimento no aumento do parque de refino.**
- **Execução do Projeto Topázio, para dinamizar as atividades no mercado *onshore* de petróleo e gás ao diversificar os atores envolvidos.**

A efetivação dessas propostas deverá reaquecer a economia do país e trazer demandas por bens, serviços e mão de obra que resultarão em maior geração de renda e arrecadação de tributos. Assim, espera-se que seja estabelecido de fato um ambiente de negócios com diretrizes regulatórias e de mercado voltadas para o correto estímulo ao desenvolvimento de projetos âncora no interior do país, com a geração de empregos qualificados e oportunidade de desenvolvimento de polos industriais locais e de atividades econômicas de apoio, com consequente fortalecimento da distribuição de renda no Brasil.

Sistema
FIRJAN



INFORMA, FORMA, TRANSFORMA.

Acompanhe as redes sociais do Sistema FIRJAN:



BIBLIOGRAFIA

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Brasil-Rounds: Licitações de Petróleo e Gás. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br/index.asp>>. Acesso em: 24 abr. 2017.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Cenário Atual do Abastecimento de Combustíveis Automotivos no Brasil. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/palestra/2443-cenario-atual-do-abastecimento-de-combustiveis-automotivos-no-brasil>>. Acessado em: 24 abr. 2017.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Dados estatísticos. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>>. Acesso em: 01 abr. 2017.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Dados de E&P. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>>. Acesso em: 01 abr. 2017.

BP. BP Statistical Review 2016. Disponível em: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Acesso em: 10 abr. 2017.

Brasil. Projeto de Lei nº 6.904-A, de 2013. Estabelece medidas relativas à atividade de exploração de gás de folhelho (também conhecido como xisto); tendo parecer da Comissão de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, pela aprovação, com emendas (relator: DEP. RICARDO TRIPOLI). Disponível em: <<http://www.camara.gov.br/sileg/integras/1365569.pdf>>. Acesso em: 24 abr. 2017.

Ministério de Minas e Energia (MME). REATE: PROGRAMA PARA REVITALIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL EM ÁREAS TERRESTRES. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3342640/REATE_v12b.pptx/4ced5336-0f63-499e-8220-ffbff82d9cb9>. Acesso em: 06 abr. 2017.

SUÁREZ, Alejandro Alonso. The Expansion of Unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane). INTECH Open Access Publisher, 2012.

U.S Energy Information Administration (EIA). *Offshore* production nearly 30% of global crude oil output in 2015. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28492>>. Acesso em: 10 abr. 2017.

U.S Energy Information Administration (EIA). Petroleum & Other Liquids: Spot Prices. Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm>. Acesso em: 11 abr. 2017.

U.S Energy Information Administration (EIA). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Brazil. Disponível em: <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Brazil_2013.pdf>. Acesso em: 6 abr. 2017.