



Atlantic Council

ADRIENNE ARSHT
LATIN AMERICA CENTER

Óleo & Gás no Brasil

UMA OPORTUNIDADE
HISTÓRICA?

Por Décio Oddone



Atlantic Council

ADRIENNE ARSHT
LATIN AMERICA CENTER

The Atlantic Council's Adrienne Arsht Latin America Center is dedicated to broadening awareness of the transformational political, economic, and social changes throughout Latin America. It is focused on bringing in new political, corporate, civil society, and academic leaders to change the fundamental nature of discussions on Latin America and to develop new ideas and innovative policy recommendations that highlight the region's potential as a strategic and economic partner for Europe, the United States, and beyond. The nonpartisan Arsht Center began operations in October 2013.

This report is written and published in accordance with the Atlantic Council Policy on Intellectual Independence. The author is solely responsible for its analysis and recommendations. The Atlantic Council and its donors do not determine, nor do they necessarily endorse or advocate for, any of this report's conclusions.

The Atlantic Council promotes constructive leadership and engagement in international affairs based on the central role of the Atlantic Community in meeting global challenges. For more information, please visit www.AtlanticCouncil.org.

© 2016 The Atlantic Council of the United States. All rights reserved. No part of this publication may be reproduced or transmitted in any form or by any means without permission in writing from the Atlantic Council, except in the case of brief quotations in news articles, critical articles, or reviews. Please direct inquiries to:

Atlantic Council
1030 15th Street NW, 12th Floor
Washington, DC 20005

ISBN: 978-1-61977-476-6

July 2016

Cover Photo: Dana Smillie/World Bank/Flickr

Acknowledgements

This report was produced with the invaluable help of a number of Atlantic Council colleagues. In the Adrienne Arsht Latin America Center, Thomas Corrigan, Senior Research Assistant, and Andrea Murta, Associate Director, helped ensure this report's timely production. In the communications department we would like to thank Sarah Lucia and Susan Cavan, Editors, and Romain Warnault, Assistant Director, Publications, for their hard work and flexibility. Our consultant, Donald Partyka, designed yet another excellent report for the Arsht Center.

— Peter Schechter, Director, Adrienne Arsht Latin America Center, and Jason Marczak, Director, Latin America Economic Growth Initiative, Adrienne Arsht Latin America Center

Óleo & Gás no Brasil

UMA OPORTUNIDADE HISTÓRICA?

Por Décio Oddone

Sumário

- 1 **O setor de óleo & gás: um primeiro olhar sobre as mudanças**
- 3 **Petrobras: a grande mudança**
- 4 **Oportunidades**
 - Exploração e produção de petróleo e gás
 - Downstream, distribuição e logística
 - Gás natural
 - Geração de energia elétrica a gás natural
- 8 **Recomendações**
- 10 **O que esperar do Brasil daqui em diante**
- 12 **Sobre o Autor**
- 13 **Notas**

O setor de óleo & gás: um primeiro olhar sobre as mudanças

O Brasil passa por desafios sem precedentes. Ao mesmo tempo em que o país enfrenta a maior recessão da sua história e o processo de impeachment da Presidente Dilma Rousseff, a gigante estatal do petróleo Petrobras atravessa grandes dificuldades. Esse contexto, no entanto, traz oportunidades inéditas.

Em função do movimento de redução dos investimentos da Petrobras e da transição de uma matriz hidrelétrica para um modelo efetivamente hidrotérmico,¹ o setor energético brasileiro está prestes a viver sua maior transformação em décadas.

Quando a Petrobras foi fundada, em 1953, o Brasil era um país agrário. Apenas trinta e seis por cento da população viviam em cidades. O setor industrial respondia por cerca de dez por cento do produto interno bruto.

Durante os últimos sessenta anos, o panorama mudou. O Brasil tornou-se um país urbano, com um grande parque industrial. No entanto, o setor de petróleo e gás continuou sendo dominado pela estatal. Desenvolveu-se um modelo que tem semelhanças com o adotado em alguns países da região, como a Argentina, onde, entretanto, a empresa governamental YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) compete com atores privados na área de refino. Ainda que o mercado brasileiro seja consideravelmente mais aberto que o da Venezuela ou do México, as flexibilizações introduzidas na legislação nas últimas décadas não foram capazes de alterar significativamente o quadro de controle estatal.

A adoção dos contratos de risco na exploração de petróleo na década de 1970 teve um impacto mínimo. Apenas um campo de gás foi descoberto. Apesar da quebra do monopólio da Petrobras nos anos 1990 ter revolucionado a área de exploração e produção (E&P), não houve mudanças significativas nas áreas de downstream, logística e gás natural. Nenhuma empresa privada teve sucesso no refino de petróleo no Brasil.

A partir de 2007, com a descoberta das



gigantescas reservas na região do pré-sal brasileiro, abriu-se uma série de oportunidades, gerando uma onda de otimismo quanto ao futuro da indústria do petróleo no país. Ao mesmo tempo, a descoberta exacerbou os sentimentos nacionalistas. O Brasil viveu uma intensa discussão sobre as regras a serem aplicadas na exploração das novas reservas e sobre a distribuição dos recursos gerados. Em meio a essas discussões, os leilões de áreas para exploração foram interrompidos entre 2008 e 2013.

Ao invés de manter o modelo de concessão que havia sido exitoso na atração de capital e no aumento da exploração, decidiu-se criar um novo tipo de contrato, tornando a Petrobras a operadora única na nova fronteira geológica. As regras de conteúdo local foram ampliadas. Como resultado, as oportunidades abertas pelo pré-sal deixaram de ser plenamente aproveitadas.

▲ Interino presidente brasileiro Michel Temer assumiu funções em maio de 2016 em um momento tenso para a economia do país e para o setor da energia.



▲ Transformações no setor de energia do Brasil poderão afetar a transmissão de energia em todo o país.

A Petrobras nunca enfrentou antes uma mudança tão profunda.

Paralelamente, o setor elétrico vivia sua própria transição. O crescimento da demanda de energia entre 2010 e 2014 provocou um aumento da geração elétrica de origem térmica e do consumo de gás natural. O Brasil, que há décadas dependia principalmente da energia gerada em usinas hidrelétricas, começou a viver a transição para um sistema hidrotérmico, em que a participação da energia gerada em termelétricas passou a ser relevante.

A partir das eleições presidenciais de 2014 e da reeleição de Dilma Rousseff, a situação política e econômica deteriorou-se fortemente. A economia entrou em recessão e deve se contrair fortemente por dois anos consecutivos. O produto interno bruto caiu 3,8% em 2015, devendo repetir a performance em 2016. Investigações sobre corrupção, muitas das quais focadas em relações de políticos e empreiteiras com a Petrobras— a chamada Operação Lava-Jato— aprofundaram os problemas da estatal e de seus principais fornecedores. O endividamento da companhia aumentou fortemente. A empresa foi forçada a reduzir investimentos e a baixar previsões de produção.

Um ambicioso plano de desinvestimentos foi elaborado. Ativos controlados pela estatal devem ser vendidos a empresas privadas, gerando ainda mais expectativas de mudanças no setor. A Petrobras não é a *única* empresa a enfrentar dificuldades. Companhias

de geração de eletricidade e de outros segmentos, afetadas pela recessão, também estão colocando ativos à venda. Fragilizadas pelas acusações de corrupção, as empreiteiras brasileiras, que ao longo dos últimos anos haviam diversificado suas atividades, precisam desinvestir.

A Petrobras nunca havia enfrentado uma mudança tão profunda. O sistema elétrico passou a impactar fortemente o setor de gás natural. É a primeira vez desde que o Brasil deixou de ter uma economia rural que o panorama energético atravessa uma transformação dessa magnitude. Essa situação traz imensos desafios para a Petrobras e para toda a indústria, mas apresenta também grandes oportunidades para empresas que têm condições de preencher o espaço que vem sendo aberto pelo movimento de retração da estatal e de outros atores tradicionais do setor.

O potencial para aumento da exploração e produção de petróleo e gás, a necessidade de investimentos em setores como downstream, logística, infraestrutura de gás natural e geração de energia termelétrica e a existência de um grande conjunto de ativos à venda cria um momento único para empresas interessadas em aumentar sua presença no país. Mudanças simples na legislação podem rapidamente impulsionar esse movimento.

Trata-se potencialmente da maior transformação no setor energético brasileiro desde a fundação da Petrobras em 1953.

Petrobras: a grande mudança

O sucesso da exploração em águas profundas fez do Brasil o país com o maior número de campos gigantes de petróleo descobertos nos últimos vinte anos. O advento da província do pré-sal, com volumes recuperáveis que podem ultrapassar 40 bilhões de barris, colocou o Brasil na lista dos países detentores de grandes reservas de petróleo e gás.

Durante o período que se seguiu à descoberta do pré-sal, a Petrobras se beneficiou das estimativas de aumento das reservas (ver figura 1) e da posição de operadora única dos novos contratos de partilha da produção. Em 2010, a companhia obteve cerca de US\$ 70 bilhões na maior capitalização já realizada.² As suas previsões de produção no Brasil aumentaram significativamente, chegando a 4,910 milhões de barris por dia em 2020, segundo o plano de negócios 2011-15 divulgado em 2011. Ao mesmo tempo, para financiar investimentos que alcançariam US\$ 47,3 bilhões por ano no mesmo período, o endividamento cresceu, atingindo a casa dos US\$100 bilhões—a maior dívida corporativa do mundo empresarial.

Antes que o aumento da produção gerasse os recursos necessários para servir e reduzir a dívida, a empresa foi impactada por uma série de adversidades. A falta de alinhamento dos preços domésticos da gasolina e do diesel com os praticados no mercado global vinha afetando o caixa da empresa desde 2011, o que fez com que a Petrobras acumulasse perdas com a importação de derivados.

A partir de 2014, as investigações sobre corrupção produziram baixas contábeis e imensos danos à reputação da companhia. A perda do grau de investimento—que aumentou o custo de captação de novas dívidas—a queda do preço do petróleo e a desvalorização do Real puseram uma pá de cal nos planos de expansão da estatal.

Os investimentos previstos para o período 2015-2019 foram reduzidos para US\$ 19,7 bilhões por ano. A estimativa de produção de petróleo no Brasil caiu para 2,7 milhões de barris por dia em 2020. A companhia foi forçada a anunciar um agressivo plano de venda de ativos e a manifestar a disposição de concentrar esforços na exploração das reservas do pré-sal.

O resultado foi um corte nos investimentos em downstream e gás natural. Ativos de distribuição de gás natural, de derivados

de petróleo e de gás liquefeito de petróleo (gás de cozinha ou GLP), gasodutos, terminais de gás natural liquefeito (GNL), usinas termelétricas e participações em empresas petroquímicas foram ou poderão ser colocados à venda. A Petrobras passou a procurar parceiros para investir em refino.

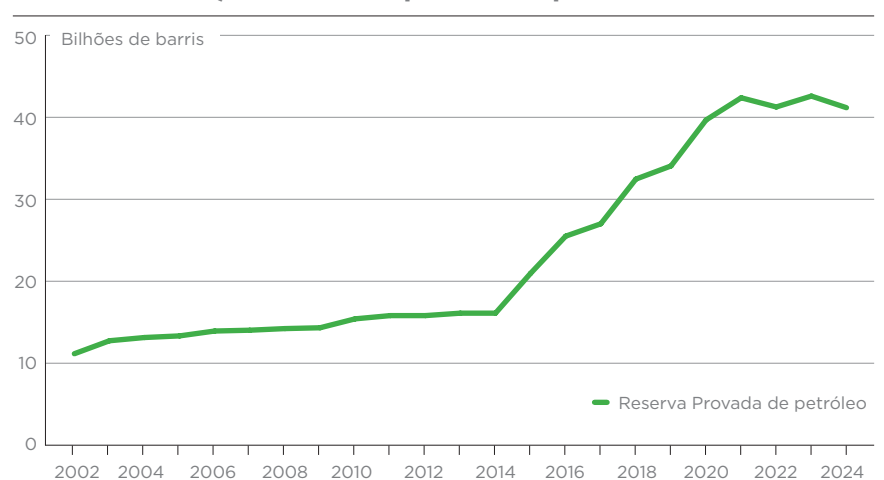
Essas decisões criam oportunidades inéditas para outras empresas. A necessidade de manter ou aumentar a produção em campos existentes pode levar à atração de parceiros dispostos a investir junto com a estatal. A negociação de participações em áreas não prioritárias do pré-sal pode gerar recursos para projetos mais importantes e acelerar o crescimento da produção.

A venda de campos em águas rasas e de áreas terrestres representaria o fortalecimento de empresas de pequeno e médio portes, focadas na extração em campos marginais ou maduros.³ Isso reanimaria a produção em áreas que não são mais atraentes para a Petrobras e produziria um aumento na geração de royalties e impostos, estimulando o desenvolvimento de empresas prestadoras de serviço e a criação de novos empregos.

Passado o processo de ajuste, a Petrobras deverá focar na E&P dos grandes campos off-shore. Sua menor participação nos mercados de derivados de petróleo, de petroquímica e de gás abrirá espaço para que empresas privadas participem mais intensamente da oferta de derivados, de GNL e de gás natural no Brasil.

A camada pré-sal do Brasil pode conter volumes recuperáveis de mais de 40 bilhões de barris.

FIGURA 1. Evolução da reserva provada de petróleo



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Oportunidades

O Brasil necessita destravar seu potencial e aumentar a produção abrindo a camada pré-sal para diferentes operadores.

As indústrias de petróleo, gás e petroquímica trabalham com projetos de longa maturação, altas barreiras de entrada e elevados riscos geológicos e financeiros. Quando há oportunidades, a confiança na estabilidade das regras é o principal fator para impulsionar investimentos.

No Brasil não faltam recursos por explorar nem oportunidades. É um país estável com tradição no respeito aos contratos. A geração de confiança depende mais da estabilidade das regras ao longo do tempo do que de novas leis ou regulamentos. O país pode voltar a atrair vultosos investimentos assim que os agentes econômicos retomem a confiança no sistema existente. Para isso, o congresso deve aprovar as reformas necessárias, e as agências regulatórias devem definir um marco regulatório que estimule as empresas a atuar e o mercado a estabelecer os preços.

Uma vez que o potencial existe e a regulação é estável, quais são as principais tendências e alternativas de investimento nos diferentes segmentos da indústria? O que pode ser feito para melhorar o ambiente de negócios?

Exploração e produção de petróleo e gás

A Lei do Petróleo de 1997 determinou o fim do monopólio da Petrobras, estabeleceu a criação da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) e definiu novas regras que autorizaram a realização de leilões de áreas para exploração de petróleo e gás e o ingresso de novas empresas. Como resultado, houve um boom nas atividades de E&P no Brasil.

No entanto, a sistemática de leilões foi afetada pelas discussões regulatórias que se seguiram à descoberta do pré-sal e culminaram com a aprovação da Lei n. 12.351 de 2010, que introduziu o regime de partilha da produção e definiu a Petrobras como operadora única, com um mínimo de trinta por cento nos consórcios de exploração das novas reservas.⁴

Os contratos de concessão para os outros ambientes exploratórios foram mantidos, mas os leilões foram interrompidos entre 2008 e 2013.⁵ O setor perdeu dinamismo. No final de 2015, a ANP licitou 266 blocos de exploração. Apenas 37 áreas foram

adquiridas, por cerca de R\$ 120 milhões, um valor bem abaixo do esperado.⁶

Apesar do grande aumento das reservas, da alta produtividade do pré-sal, que tem poços produzindo 30 mil barris por dia, e dos custos competitivos, as limitações da Petrobras impediram que a produção crescesse como esperado. As previsões, que chegaram a alcançar 6,092 milhões de barris por dia, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2020, divulgado pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética) em 2011, foram reduzidas a 4,032 milhões de barris por dia segundo a versão 2024 do mesmo plano, apresentada em dezembro do ano passado. As estimativas de produção de gás também sofreram reduções.^{7,8}

O pré-sal é talvez a mais promissora província petrolífera por explorar no mundo. Adicionalmente, o Brasil conta com um grande potencial em terra e em águas rasas e profundas, sem falar em recursos não convencionais e em campos maduros e marginais. Existem áreas tanto com reservas já identificadas quanto por descobrir. Essas oportunidades, em conjunto, representam um potencial sem paralelo na região.

Há oportunidades ainda no setor de serviços. Ampliações de capacidade e novos investimentos serão necessários, impactando o segmento de serviços também. O enfraquecimento de alguns dos fornecedores tradicionais da Petrobras abre espaço para o desenvolvimento de novas empresas prestadoras de serviço. Como a Petrobras e as demais operadoras estão buscando reduzir custos, o apoio logístico à indústria offshore deve ser conduzido de forma mais integrada e eficiente.

O país necessita destravar o seu potencial e aumentar a produção de petróleo e gás. O pré-sal deve ser aberto a diferentes operadores. Um calendário regular de leilões deve ser definido. A indústria de serviços deve ser mais eficiente.

Downstream, distribuição e logística

A pesar de não existir um monopólio formal, na prática a Petrobras controla o setor de refino no Brasil. A sua política de preços inibiu a construção de refinarias por empresas privadas.

A partir de meados da década passada, a



empresa voltou a investir em novas refinarias, o que não fazia desde os anos 1970 devido à prioridade dada a projetos de E&P. A redução recente dos investimentos, no entanto, afetou os planos de atuação no refino, inclusive projetos já em andamento. A Refinaria do Nordeste chegou a entrar parcialmente em operação,⁹ mas a refinaria do Comperj (Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro) foi paralisada,¹⁰ enquanto as Premium I e II no Maranhão e Ceará foram suspensas.¹¹ A retomada desses projetos no curto ou médio prazos depende da atração de parceiros.

A falta de capacidade de refino acabou prejudicando a própria Petrobras, que se viu obrigada a importar derivados a preços desvantajosos entre 2011 e 2014.

Em 2015, com a queda da renda média no Brasil, a demanda por derivados caiu. Mas, apesar de o país estar enfrentando uma recessão, os preços domésticos da gasolina e do diesel ficaram acima dos praticados no mercado internacional.¹² Como os investimentos em refino foram postergados ou cancelados, as projeções indicam a necessidade de aumento da importação de derivados nos próximos anos. Nesse novo cenário, a Petrobras deve deixar de ser o único importador relevante. Enquanto houver logística disponível e os preços internos continuarem

favoráveis, agentes privados seguirão importando gasolina e diesel.

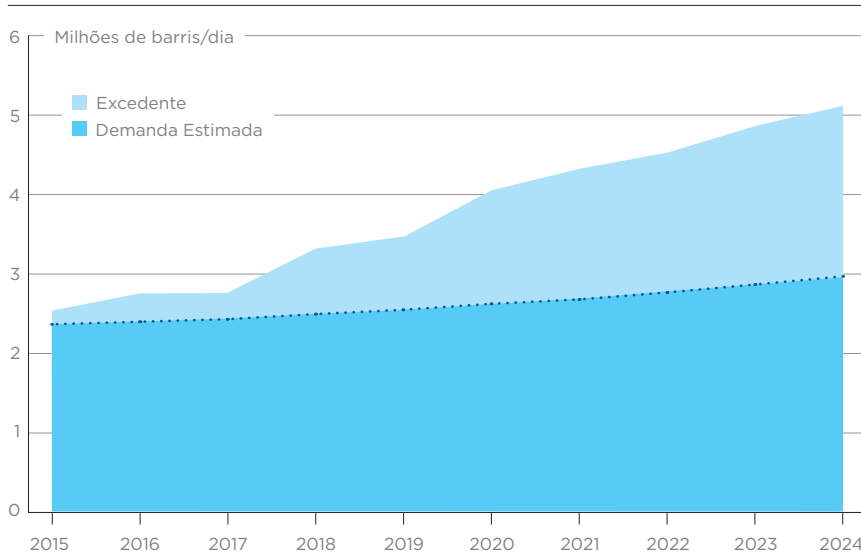
O setor de downstream precisa de investimentos. A infraestrutura brasileira está dimensionada para operar com importações da ordem de dez por cento do consumo atual. A maior parte das instalações é controlada pela Transpetro, a empresa de logística da Petrobras, que também pode ter ativos vendidos. Os portos brasileiros têm restrições para aumentar o volume de derivados importados. Para que as importações possam crescer serão necessários investimentos em tanques, dutos e instalações portuárias. Para viabilizar projetos, os preços dos combustíveis devem seguir o mercado internacional por um período de tempo longo o bastante para dar conforto aos agentes privados de que as regras permanecerão estáveis.

A prática de preços de mercado beneficiaria a Petrobras, mas também seria fundamental para induzir investimentos privados em refinarias. Os custos logísticos decorrentes da exportação de petróleo e da importação de derivados podem ajudar a viabilizar investimentos em refino no futuro.

O acesso às instalações portuárias necessita de melhorias. A reforma ou construção de rodovias e ferrovias de interligação com os principais portos aumentaria a eficiência do

▲ Asina de Itaipu, na fronteira Brasil-Paraguai atualmente fornece 15 por cento da energia do Brasil, mas essa proporção tem um futuro incerto.

FIGURA 2. Comparação entre previsão de produção e demanda estimada de petróleo no Brasil



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Agência Nacional do Petróleo (ANP).

dos preços do gás natural no mercado internacional, que atingiram os valores mais baixos em anos, tornou atraente a importação de GNL, que aumentou fortemente para atender a demanda termelétrica.

Em função do aumento esperado na produção de petróleo, é possível prever que a produção de gás associado vai subir, fazendo crescer a oferta de gás no mercado doméstico (ver figura 3). Novas térmicas deverão consumir GNL inicialmente, migrando para gás natural offshore mais à frente.

A infraestrutura brasileira de gás precisa ser melhorada. Novos terminais de GNL serão necessários. A rede de dutos de escoamento da produção offshore das bacias de Campos e Santos precisará de ampliações. Um novo hub de gás, instalações que integrem a chegada de gasodutos offshore a plantas de tratamento de gás e a dutos de conexão com a rede nacional de transporte, deveria ser construído na região Sudeste.

Atualmente, a Petrobras mantém com a estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) um contrato que envolve a importação de trinta milhões de metros cúbicos de gás por dia durante vinte anos. Esse acordo vence em 2019. Os volumes e o prazo da renovação são incertos. Caso o volume caia, a importação de GNL e a produção de gás offshore nas Bacias de Santos e Campos devem crescer para suprir a demanda atualmente atendida pelo gás boliviano.

Contratos da Petrobras com as companhias distribuidoras de gás em diversos estados também vencem em 2019. Se a Petrobras realmente deixar de atuar como agregadora no acordo com a Bolívia e se houver uma maior abertura no mercado de gás no Brasil, os processos de renegociação dos contratos e dos correspondentes acordos de transporte deverão ser conduzidos por agentes privados.

A decisão da Petrobras de vender sua participação em distribuidoras de gás, gasodutos,¹³ terminais de GNL e termelétricas para focar no pré-sal, associada aos aperfeiçoamentos na regulação que estão sendo introduzidos pela ANP, permite vislumbrar uma reforma de grandes proporções no segmento de gás natural no Brasil. Haverá uma maior participação de empresas privadas, demandando uma nova forma de organização do setor.

Geração de energia elétrica a gás natural

Entre 2012 e 2014, a demanda de energia cresceu no Brasil. Ao mesmo tempo, as chuvas estiveram abaixo das médias históricas, reduzindo a geração hidrelétrica. A maior parte das novas usinas hidrelétricas foi do tipo fio d'água, dotadas de reservatórios de pequeno porte, que geram uma quantidade muito maior

sistema e reduziria custos. A simplificação do sistema tributário—especialmente das regras válidas para o ICMS (imposto sobre circulação de mercadorias e serviços, uma espécie de imposto ao valor agregado cobrado pelos estados)—e o estímulo a investimentos em terminais privados seriam cruciais para o aproveitamento das oportunidades no setor.

A produção brasileira de petróleo deve crescer para quase 5 milhões de barris por dia até 2024. Grande parte desse aumento será destinada ao mercado de exportação, o que demandará uma estrutura de logística confiável (ver figura 2).

Atualmente, poucos terminais dispõem de instalações que permitem, de forma operacional e ambientalmente segura, o transbordo para navios de grande porte do petróleo retirado das plataformas offshore. No futuro próximo, o aumento da produção e da exportação de petróleo e da importação e cabotagem de derivados vai exigir ampliações nessas instalações, abrindo oportunidade para investimentos em capacidade de transbordo em tanques para armazenamento e em tratamento.

De novo, para atender o crescimento da demanda de derivados importados o país precisa manter os preços alinhados com vigentes no mercado internacional e estimular investimentos em logística,

Gás natural

A indústria do gás ainda é incipiente no Brasil. A Petrobras controla a maior parte da produção, assim como a importação, a rede de gasodutos e a comercialização.

Até agora, a falta de competição e de oferta a preços atraentes dificultou a penetração do gás na indústria. Contudo, a queda

Em função do aumento esperado na produção de petróleo, é possível prever que a produção de gás associado va subir.

de energia durante o período úmido. As plantas a biomassa e parques de geração eólica ou solar que entraram em operação causam menores impactos ambientais e emitem menos carbono, mas têm a desvantagem de aumentar os efeitos da sazonalidade e da intermitência sobre o sistema de geração de energia.

Devido ao já comentado aumento da demanda, desde 2012 as plantas termelétricas passaram a ser acionadas mais intensamente. Desde então, as térmicas a gás natural, que haviam gerado 5% da energia do Brasil em 2011, passaram a ser responsáveis por 23% do total em 2015. Durante esse período foi planejada a construção de terminais de importação de GNL e de usinas térmicas a gás.

No entanto, o consumo de energia, em função da queda do produto interno bruto, caiu 2,4 por cento em 2015.¹⁴ Além disso, as chuvas abundantes no início de 2016 aumentaram os níveis dos reservatórios.¹⁵ Como as distribuidoras já contrataram energia suficiente para atender a demanda nos próximos anos, os leilões de energia não parecem atraentes para térmicas a gás no curto prazo.

No entanto, essa situação pode trazer riscos. A retomada da economia, no médio prazo, fará com que o consumo de energia volte a crescer. As condições no mercado de energia podem ser diferentes das atuais.

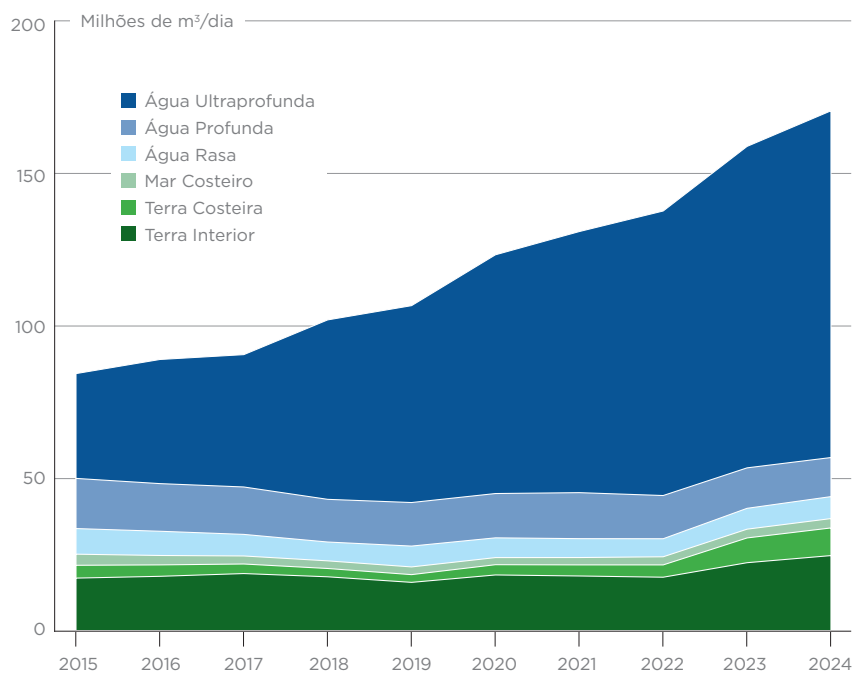
Em 2023 vence o contrato que estabelece as condições de compra pelo Brasil da parcela excedente de energia produzida na hidrelétrica de Itaipu, responsável por cerca de 15% da energia consumida no país. Atualmente, o preço pago considera a necessidade de pagamento da construção da usina, financiada pelo Brasil. A partir de então, o Paraguai terá disponibilidade para vender mais livremente o excedente não-utilizado.

Além disso, algumas das térmicas a gás programadas podem não ser construídas, o que anteciparia a necessidade de novas usinas, inclusive a gás.¹⁶

A quantidade de energia armazenada no Brasil depende basicamente do volume de água presente nos reservatórios das hidrelétricas. Como resultado da opção pelas usinas a fio d'água e das secas dos últimos anos, o volume armazenado não vinha acompanhando o crescimento da demanda (ver figura 4). Além disso, o país não conta com sistemas de armazenagem de gás natural.

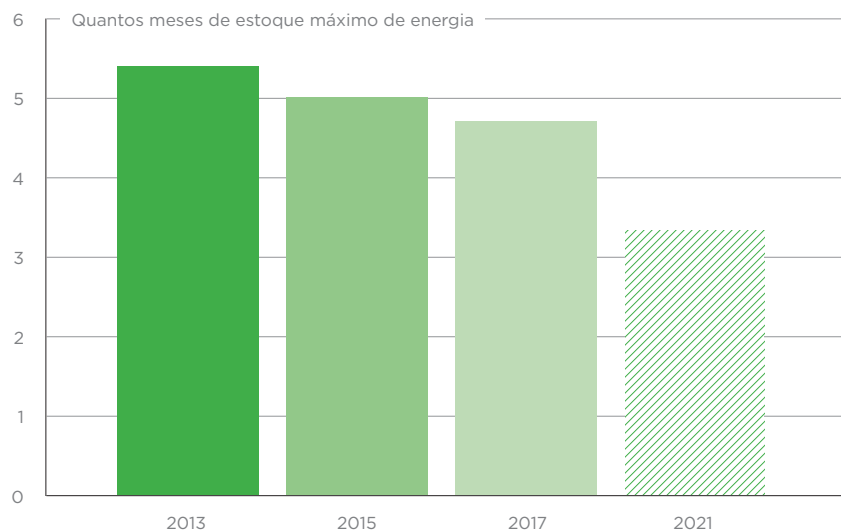
A exemplo do que ocorre na área de petróleo e gás, também no setor elétrico o país começa a viver uma transformação: a transição de um sistema de base hidrelétrica para um sistema efetivamente hidrotérmico, o que configura a mudança mais importante no setor em oitenta anos. A regulação deve ser ajustada para permitir que essa transição seja conduzida de forma eficaz.

FIGURA 3. Produção bruta potencial nacional de gás natural convencional por ambiente de E&P



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Agência Nacional do Petróleo (ANP).

FIGURA 4. Redução gradativa da regularização plurianual



Fonte: Abraget Forum de Geração Termelétrica, "Cenários e Perspectivas Executivas para o Mercado Termelétrico"

Recomendações



▲ Termoelétricas, como esta em Camaçari, tornar-se-á uma solução para a crescente demanda de energia do Brasil.

Para rapidamente acessar o potencial brasileiro, é preciso tomar medidas para estimular investimentos. Recomendações para os setores de E&P, downstream, distribuição e logística, gás natural e geração de energia elétrica a gás são apresentadas a seguir.

Exploração & Produção

O primeiro passo para estimular investimentos no setor seria aprovar a **revisão do modelo de partilha para o pré-sal. Um novo modelo deve** determinar o fim da obrigação da Petrobras participar em todos os consórcios, permitir a existência de diferentes operadores e reavaliar as atribuições da empresa responsável pela gestão dos contratos — PPSA (Pré-Sal Petróleo S.A.), seguida de um novo leilão de áreas. O fim da obrigação da Petrobras operar todos os campos do pré-sal já é alvo de um projeto de lei em discussão no Congresso. Uma vez dado esse passo inicial, deve ser avaliado o retorno dos contratos de concessão para novas áreas do pré-sal. Também é importante adotar um calendário permanente de leilões de áreas de exploração que abranja todos os ambientes exploratórios: pré-sal, áreas convencionais e não-convencionais, campos maduros e marginais.

Medidas adicionais incluem a **aceleração dos processos de unitização de descobertas (unificação de reservas identificadas em blocos já concedidos com as existentes em áreas adjacentes por licitar, ainda sob**

domínio da União), o incentivo à exploração de reservatórios mais profundos sob campos já em produção, o estímulo ao aproveitamento de recursos não convencionais e a renovação do Repetro (regime aduaneiro especial para a indústria de óleo e gás) que vence em 2020.

O processo de licenciamento ambiental para as áreas de exploração convencionais deve ser simplificado e acelerado. Debates sobre questões ambientais e regulatórias¹⁷ vêm retardando o aproveitamento dos recursos não convencionais. **A definição de um sistema específico para a aprovação de licenças ambientais nessas áreas ajudaria a destravar a sua exploração.**

A indústria brasileira conta com instalações de nível mundial para a fabricação de linhas flexíveis e outros materiais para a exploração e produção de petróleo e gás. **O país se beneficiaria da adoção de uma política mais competitiva de conteúdo local.** O impacto seria ainda maior se fossem criadas zonas especiais para produção de bens para atendimento da demanda local e para exportação. Equipamentos exportados a partir da base de produção desenvolvida no país deveriam ser contabilizados como conteúdo local.

A indústria também seria beneficiada por um melhor aproveitamento das oportunidades de execução de serviços de manutenção marítima no país. O Brasil é um dos principais pólos de operações offshore no mundo, com centenas de plataformas flutuantes, navios e barcos de apoio operando nas Bacias de Campos e Santos. Essas embarcações devem passar por inspeções regulares, serviços de manutenção e reparos. Precisam atracar em um local seguro quando não têm tarefas a realizar.

Como as regras de importação temporária de embarcações e de caracterização das empresas brasileiras de navegação são restritivas, muitos dos trabalhos que poderiam ser conduzidos em território brasileiro acabam sendo executados no exterior. Isso faz com que as empresas percam com os custos de deslocamento, enquanto a indústria nacional deixa de realizar serviços que gerariam empregos e impostos. **A regulação deve ser ajustada para permitir que esses serviços sejam realizados no Brasil.**

Downstream, distribuição e logística

Os preços domésticos da gasolina e do diesel estiveram abaixo dos internacionais entre 2011 e 2014. A Petrobras perdeu dezenas de bilhões de dólares. A partir de 2015, os preços internacionais do petróleo caíram, mas

os preços internos foram mantidos. Como está vantajoso importar, a Petrobras está recuperando parte das perdas.

A Petrobras deve manter os preços da gasolina e do diesel alinhados aos vigentes no mercado internacional. Esse alinhamento deve garantir o abastecimento de derivados de petróleo no futuro, estimular a execução de projetos de investimento e dar novo fôlego ao setor de biocombustíveis, que foi fortemente afetado pela política de preços adotada entre 2011 e 2014.

É preciso aprimorar a regulação para atrair investimentos e acelerar a execução de projetos. O licenciamento das operações de transbordo, armazenagem, tratamento e exportação de petróleo e de importação e cabotagem de derivados deve ser conduzido de maneira ágil e eficaz, garantindo, ao mesmo tempo, que as operações sejam conduzidas de forma ambiental e operacionalmente segura e eficiente.

O sistema tributário, especialmente as regras de aplicação do ICMS, deve ser simplificado. Cada estado tem sua própria regulação para o ICMS. Esses vinte e sete conjuntos de regras devem ser unificados.

Para permitir o aumento das exportações de petróleo e para viabilizar a importação e cabotagem de um volume crescente de derivados é necessário melhorar a infraestrutura disponível. Estradas de rodagem e ferrovias de acesso às instalações portuárias mais relevantes devem ser melhoradas, construídas ou concedidas à iniciativa privada. Investimentos em terminais portuários devem ser estimulados.

Gás natural

Para que as oportunidades no setor de gás possam ser aproveitadas será preciso aumentar a oferta, estimular investimentos em infraestrutura e aprimorar a legislação do setor. A seguir são apresentadas algumas ideias concretas.

O aumento da oferta futura de gás no Brasil depende da disponibilidade de logística para importação e do crescimento da atividade exploratória. Assim sendo, **novos terminais de importação de GNL devem ser construídos, especialmente nas regiões onde a demanda de gás e de energia termelétrica tem maior potencial de crescimento.** Também deve ser estabelecido um calendário permanente de leilões de áreas de exploração de hidrocarbonetos convencionais e não convencionais.

O país precisa de uma rede de gasodutos de transporte que cubra o interior, não só parte do litoral, com capacidade para distribuir o gás nacional e o gás importado. É preciso agilizar os processos de licenciamento de gasodutos e de instalações de gás natural e revisar as regras estabelecidas para a expansão da malha, atualmente definidas pelo Plano

Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário de Gás Natural do País — PEMAT.

A regulação deve ser aprimorada com o objetivo de criar um mercado competitivo e aberto, em que os preços de gás natural, as condições de acesso à infraestrutura e as tarifas sejam negociados livremente. Isso vai atrair a participação de um maior número de atores na produção, importação, transporte e distribuição.

Para administrar a transição para um modelo com maior participação de empresas privadas, **deve ser criado um órgão operador do setor de gás (um Operador Nacional do Gás Natural).**¹⁸ Esse órgão deve desempenhar o papel até o momento desempenhado pela Petrobras de integração dos diferentes segmentos e agentes.

Geração de energia elétrica a gás natural

Para se beneficiar do potencial existente no setor de geração de eletricidade a gás natural, ações regulatórias devem ser tomadas e um conjunto de investimentos deve ser viabilizado.

A medida mais importante é compatibilizar a regulamentação do setor elétrico com as necessidades da indústria de gás natural. Para preservar o volume de água armazenado nos reservatórios e possibilitar o consumo do gás associado dos campos offshore, **é preciso que as usinas térmicas gerem na base (permanentemente).** Essa medida reduziria o risco de falta de energia e a dependência do GNL importado.

O sistema de leilões de energia deve ser revisto. No mínimo, devem ser introduzidas modificações que permitam valorizar características que gerem ganhos para o sistema integrado, como localização, quantidade de emissões e flexibilidade de operação e despacho.

Os leilões devem ser regionais, para reduzir a necessidade e o custo de transmissão, e organizados por tipo de fonte de energia. Nas regiões com maior consumo de eletricidade e gás natural, devem ser programados leilões estruturantes — leilões de energia associados a leilões de expansão da malha de gasodutos.

Para estimular o intercâmbio de energia entre regiões, deve ser aumentada a atratividade dos leilões de transmissão, especialmente o retorno sobre o capital investido. O setor elétrico precisa de térmicas nas áreas de maior consumo. **O desenvolvimento de térmicas e de condomínios de térmicas e terminais de regaseificação localizados estrategicamente no Nordeste e no Sudeste deve ser uma prioridade.**

Finalmente, como não há sistema de armazenamento de gás natural no Brasil, GNL vem sendo estocado em navios. Com o objetivo de elevar a segurança do sistema e reduzir os riscos de falta de energia, a armazenagem de gás natural deve ser desenvolvida.

Para que as oportunidades no setor de gás possam ser aproveitadas, mudanças regulatórias devem permitir mais investimentos.

O que esperar do Brasil daqui em diante



▲ O Brasil precisa de novos terminais de importação de GNL para aumentar a produção de electricidade em centrais térmicas.

O setor de petróleo, gás e energia tem potencial para atrair capital e alavancar o crescimento econômico do Brasil. O pré-sal representa a maior oportunidade reprimida com que conta o país. A adoção das recomendações apresentadas neste trabalho provocaria um aumento imediato nos investimentos, especialmente em exploração e produção de petróleo — mesmo em um contexto de baixos preços do petróleo — estimulando a atividade econômica no curto prazo, gerando empregos e impostos e auxiliando a retomada da trajetória de crescimento econômico.

Tradicionalmente, agentes privados relutam em comprar ativos ou investir diante de incertezas. Mas a turbulência econômica e política que

afeta o Brasil não tem somente efeitos negativos. A mudança na administração pode acelerar as mudanças. A maior abertura do setor de energia para o setor privado e a redução da participação estatal serão extremamente benéficas para o país. A partir do início do processo de impeachment da presidente Dilma Rousseff e da ascensão de um governo interino, em maio de 2016, as mudanças no setor podem ocorrer mais rapidamente, atraindo capitais de forma mais imediata — independentemente da posição política de cada um.

Em função da recessão continuada e da situação política, o Brasil vive hoje um período de instabilidade. O risco país está alto, elevando a taxa de desconto utilizada para avaliar projetos. Todavia, é preciso lembrar que avaliações de risco flutuam. Em 2002, os juros dos títulos brasileiros chegaram a mais de vinte por cento ao ano no mercado secundário, levando as taxas de desconto às alturas. Anos depois retrocederam a cerca de cinco por cento.

A indústria de petróleo e gás atravessa um ciclo de baixa e a avaliação dos ativos brasileiros sofre os efeitos do ambiente macroeconômico. A complexidade e a lentidão características do processo de tomada de decisão dos grandes conglomerados contribuem para que a aprovação de projetos seja mais difícil em épocas desfavoráveis.

Por outro lado, há vários pontos positivos a considerar. As variações na avaliação de risco são mais suaves. O câmbio não está tão claramente sobrevalorizado como esteve no passado recente. Como os lucros das empresas estão sentido os efeitos da recessão, aquisições podem ser fechadas a preços atraentes para o comprador e múltiplos de ingressos elevados para o vendedor. A retomada da economia, quando vier, após uma recessão profunda, será vigorosa, o que elevará os resultados das empresas. Já estão em discussões medidas regulatórias que devem estimular novos investimentos em E&P. Existe uma grande quantidade de ativos da Petrobras e de outras empresas à venda.

Para companhias que buscam investir no

Brasil, é um momento único. As mudanças estão ocorrendo por necessidade, não por escolha. Independente de eventuais percalços e adiamentos, a tendência de longo prazo está posta — e é positiva para o setor privado. O aumento da demanda e as mudanças na regulação devem acelerar esse processo.

As empresas do setor precisam de capital e de tecnologia. Necessitam de parceiros para dividir riscos. O novo governo, mesmo interino, está tomando medidas para melhorar as contas públicas, atrair investimentos, reduzir a presença do Estado na economia e acelerar projetos de infraestrutura. Anunciou também apoio ao projeto que retira da Petrobras a condição de operadora única no pré-sal e o início das discussões sobre o novo marco regulatório do setor de gás natural.¹⁹ A nova administração da Petrobras pode acelerar a venda de ativos, incluindo no plano um maior número de participações acionárias com direito a controle. Também anunciou que a partir de agora a política de preços será definida pela companhia.²⁰

O que ocorrer no curto prazo, do ponto de vista regulatório ou no campo da transferência da titularidade de ativos, será determinante para definir a configuração da indústria brasileira de petróleo e gás no futuro. Quanto mais para trás ficarem as atuais dificuldades político-econômicas, maior deve ser a apreciação dos ativos.

Ainda que as empresas sigam relutantes em tomar posição, transações seguem acontecendo. Fundos de private equity e outros investidores tradicionais, especialmente asiáticos, estão ativos.²¹

Descartada, por razões políticas históricas, uma eventual privatização da Petrobras, dificilmente outro momento como o que se começa a viver agora vai se repetir. O setor de energia está prestes a atravessar a mudança mais relevante desde que o país passou a ter uma economia moderna. Investidores capazes de precificar corretamente oportunidades de investimento, ativos e empresas no Brasil têm diante de si a maior janela de oportunidade em décadas.



Este é um momento único para as empresas que querem investir no setor de petróleo e gás do Brasil.

▲ Ajustes regulatórios nos próximos anos vão afetar o modo como cidades como São Paulo irão obter eletricidade.

Sobre o Autor

Décio Fabricio Oddone da Costa é engenheiro. Ocupou diferentes posições em empresas de petróleo, gás, energia, petroquímica e logística. Foi Presidente da Petrobras Bolivia S.A., CEO da Petrobras Energia S.A. e Vice-presidente da Braskem S.A. É Diretor da Prumo Logística S.A. Foi conselheiro do Instituto das Américas e Presidente da Câmara Argentina da Indústria do Petróleo. É membro do Grupo de Análise da Conjuntura Internacional (Gacint) da Universidade de São Paulo e do CEBRI (Centro Brasileiro de Relações Internacionais).

Este artigo reflete suas visões pessoais.

Notas

1. Em um sistema hidrotérmico, a energia gerada provém tanto de hidrelétricas quanto de termelétricas (gás, biomassa, carvão, diesel, óleo combustível etc).
2. Petrobras: a maior capitalização da história do capitalismo,” Blog do Planalto, Presidência da República, 6 de setembro de 2010, <http://blog.planalto.gov.br/petrobras-a-maior-capitalizacao-da-historia-do-capitalismo/>.
3. Petrobras venderá campos em terra e águas rasas,” Brasil Energia, 4 de março de 2016, <http://brasilenergiaog.editorabrasilenergia.com/daily/bog-online/ep/2016/03/petrobras-vendera-campos-em-terra-e-aguas-rasas-468291.html>.
4. Em 2007 o CNPE emitiu a resolução nº 6 que retirou de licitação 41 blocos localizados na região do pré-sal. Determinou ao poder executivo que avaliasse a necessidade de mudanças no marco regulatório do setor com o objetivo de apresentar “novo paradigma de produção e exploração de petróleo e gás natural, aberto pela descoberta da nova província petrolífera, respeitando os contratos em vigor.
5. Desde 2008, apenas em 2013 foram retomadas as rodadas de licitação de blocos, com a realização da 11ª e da 12ª rodadas. Houve apenas uma rodada de licitação de área do pré-sal, conduzida em 2013 para o bloco denominado Libra.”
6. Cristiane Caoli, “Leilão da ANP termina com só 14% dos blocos arrematados,” O Globo, 7 de outubro de 2015, <http://g1.globo.com/economia/negocios/noticia/2015/10/anp-faz-13-rodada-de-licitacoes-e-oferece-266-blocos-em-12-estados.html>.
7. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2020, 2011, Gráfico 86, http://www.epe.gov.br/PDEE/20120302_1.pdf.
8. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, Gráfico 101, <http://epe.gov.br/PDEE/Relatório%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>.
9. Refinaria Abreu e Lima,” Petrobras, <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-abreu-e-lima.htm>.
10. Petrobras retomará licitação para obras do Comperj,” Valo Econômico, 31 de dezembro de 2015. <http://www.valor.com.br/empresas/4375064/petrobras-retomara-licitacao-para-obras-do-comperj>.
11. Clarissa Carramillo, “Petrobras cancela ‘refinaria premium’ e cidade lida com perdas e frustração,” 7 de fevereiro de 2015, <http://g1.globo.com/ma/maranhao/noticia/2015/02/petrobras-cancela-refinaria-premium-e-cidade-lida-com-perdas-e-frustracao.html>.
12. Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo,” Ministério de Minas e Energia, janeiro de 2016, http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732807/Relat_percentC3_percentB3rio+mensal+de+mercado+121+jan-16.pdf/2788c4ec-c56b-4237-8730-3f060f233a13.
13. Romona Ordoñez, “Petrobras se aproxima de vender malha de gasodutos para Brookfield por US\$5 bi,” O Globo, June 16, 2016, <http://oglobo.globo.com/economia/petrobras-se-aproxima-de-vender-malha-de-gasodutos-para-brookfield-por-us-5-bi-19517418>.
14. Nielmar de Oliveira, “Consumo de energia elétrica no país cai 2,1% em 2015,” Agência Brasil, 1 de fevereiro de 2016, <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2016-02/consumo-de-energia-eletrica-no-pais-cai-21-em-2015>.”
15. Reservatórios do SE/CO devem terminar abril com 63,9% do volume. Afluência esperada para o mês no submercado é de 92% da MLT, segundo o NOS Carolina Medeiros, da Agência CanalEnergia. 24/03/2016.
16. PSR calcula que sobra efetiva do sistema é de 4,2 GW médios. CanalEnergia, http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materials/Operacao_e_Manutencao.asp?id=111070.
17. A 12ª rodada de licitação está suspensa devido a decisão judicial provocada por ação promovida pelo Ministério Público Federal, como é veiculado pela ANP no site específico das rodadas de licitação: “O MINISTÉRIO PÚBLICO FEDERAL/BA AJUIZOU AÇÃO CIVIL PÚBLICA, DISTRIBUÍDA NA 13ª VARA FEDERAL DA SEÇÃO JUDICIÁRIA DA BAHIA SOB O n. 0030652-38.2014.4.01.3300, QUE OBJETIVA A SUSPENSÃO DOS CONTRATOS REFERENTES AOS SETORES SREC-T2 E SREC-T4 DECORRENTES DA 12ª RODADA DE LICITAÇÕES, EXCLUSIVAMENTE EM RELAÇÃO À POSSIBILIDADE DE EXPLORAÇÃO DE RECURSOS NÃO CONVENCIONAIS MEDIANTE O EMPREGO DA TÉCNICA DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO, ATÉ QUE SOBREVENHA REGULAMENTAÇÃO ESPECÍFICA DO CONAMA ACERCA DA UTILIZAÇÃO DO MÉTODO DE FRATURAMENTO HIDRÁULICO, BEM COMO ATÉ QUE SEJA REALIZADA A AVALIAÇÃO AMBIENTAL DE ÁREAS SEDIMENTARES QUE ABRANJA A BACIA DO RECÔNCAVO NA FORMA DA PORTARIA INTERMINISTERIAL Nº 198/2012. Fonte: http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/index.asp em 29 de março de 2016.
18. Adriano Pires e Marcio B. da Silveira, “Petrobras: desinvestimento e oportunidade,” O Estado de São Paulo, 06 de Fevereiro de 2016, <http://www.pressreader.com/brazil/o-estado-de-s%C3%A3o-paulo/20160206/282127815516290>.
19. Vera Magalhaes, “Grupo interministerial discutirá impactos da venda de ativos de gás da Petrobras,” Veja, June 22, 2016, <http://veja.abril.com.br/blog/radar-on-line/energia/grupo-interministerial-discutira-impactos-da-venda-de-ativos-de-gas-da-petrobras/>.
20. Adriana Fernandes, Murilo Rodrigues Alves, Carla Araujo, “Governo não vai interferir em preços da Petrobrás, diz Parente,” Estadão, June 1, 2016, <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,governo-nao-vai-interferir-em-precos-da-petrobras-diz-parente,10000054605>.
21. Beth Moreira, “Petrobras negocia com Mitsui a venda de participação em distribuidoras de gás,” Estadão Conteúdo, September 22, 2015, <https://br.financas.yahoo.com/noticias/petrobras-negocia-mitsui-venda-participa%C3%A7%C3%A3o-distribuidoras-g%C3%A1s-121800593>.

Conselho de Diretores do Atlantic Council

CHAIRMAN

*Jon M. Huntsman, Jr.

CHAIRMAN EMERITUS, INTERNATIONAL ADVISORY BOARD

Brent Scowcroft

PRESIDENT AND CEO

*Frederick Kempe

EXECUTIVE VICE CHAIRS

*Adrienne Arsht

*Stephen J. Hadley

VICE CHAIRS

*Robert J. Abernethy

*Richard W. Edelman

*C. Boyden Gray

*George Lund

*Virginia A. Mulberger

*W. DeVier Pierson

*John J. Studzinski

TREASURER

*Brian C. McK. Henderson

SECRETARY

*Walter B. Slocombe

DIRECTORS

Stéphane Abrial

Odeh Aburdene

Peter Ackerman

Timothy D. Adams

Bertrand-Marc Allen

John R. Allen

Michael Andersson

Michael S. Ansari

Richard L. Armitage

David D. Aufhauser

Elizabeth F. Bagley

Peter Bass

*Rafic A. Bizri

Dennis C. Blair

*Thomas L. Blair

Philip M. Breedlove

Myron Brilliant

Esther Brimmer

*R. Nicholas Burns

William J. Burns

*Richard R. Burt

Michael Calvey

James E. Cartwright

John E. Chapoton

Ahmed Charai

Sandra Charles

Melanie Chen

George Chopivsky

Wesley K. Clark

David W. Craig

*Ralph D. Crosby, Jr.

Nelson W. Cunningham

Ivo H. Daalder

*Paula J. Dobriansky

Christopher J. Dodd

Conrado Dornier

Thomas J. Egan, Jr.

*Stuart E. Eizenstat

Thomas R. Eldridge

Julie Finley

Lawrence P. Fisher, II

Alan H. Fleischmann

*Ronald M. Freeman

Laurie S. Fulton

Courtney Geduldig

*Robert S. Gelbard

Thomas H. Glocer

*Sherri W. Goodman

Mikael Hagström

Ian Hague

Amir A. Handjani

John D. Harris, II

Frank Haun

Michael V. Hayden

Annette Heuser

*Karl V. Hopkins

Robert D. Hormats

Miroslav Hornak

*Mary L. Howell

Wolfgang F. Ischinger

Reuben Jeffery, III

*James L. Jones, Jr.

George A. Joulwan

Lawrence S. Kanarek

Stephen R. Kappes

Maria Pica Karp

Sean Kevelighan

Zalmay M. Khalilzad

Robert M. Kimmitt

Henry A. Kissinger

Franklin D. Kramer

Philip Lader

*Richard L. Lawson

*Jan M. Lodal

Jane Holl Lute

William J. Lynn

Izzat Majeed

Wendy W. Makins

Mian M. Mansha

Gerardo Mato

William E. Mayer

T. Allan McArtor

John M. McHugh

Eric D.K. Melby

Franklin C. Miller

James N. Miller

*Judith A. Miller

*Alexander V. Mirtchev

Susan Molinari

Karl Moor

Michael J. Morell

Georgette Mosbacher

Steve C. Nicandros

Thomas R. Nides

Franco Nuschese

Joseph S. Nye

Hilda Ochoa-Brillembourg

Sean C. O'Keefe

Ahmet M. Oren

*Ana I. Palacio

Carlos Pascual

Alan Pellegrini

David H. Petraeus

Thomas R. Pickering

Daniel B. Poneman

Daniel M. Price

Arnold L. Punaro

Robert Rangel

Thomas J. Ridge

Charles O. Rossotti

Robert O. Rowland

Harry Sachinis

John P. Schmitz

Brent Scowcroft

Rajiv Shah

Alan J. Spence

James G. Stavridis

Richard J.A. Steele

*Paula Stern

Robert J. Stevens

John S. Tanner

*Ellen O. Tauscher

Frances M. Townsend

Karen Tramontano

Clyde C. Tuggle

Paul Twomey

Melanne Verveer

Enzo Viscusi

Charles F. Wald

Jay S. Walker

Michael F. Walsh

Mark R. Warner

Maciej Witucki

Neal S. Wolin

Mary C. Yates

Dov S. Zakheim

HONORARY DIRECTORS

David C. Acheson

Madeleine K. Albright

James A. Baker, III

Harold Brown

Frank C. Carlucci, III

Robert M. Gates

Michael G. Mullen

Leon E. Panetta

William J. Perry

Colin L. Powell

Condoleezza Rice

Edward L. Rowny

George P. Shultz

John W. Warner

William H. Webster

**Executive Committee
Members*

List as of June 16, 2016



The Atlantic Council is a nonpartisan organization that promotes constructive US leadership and engagement in international affairs based on the central role of the Atlantic community in meeting today's global challenges.

1030 15th Street, NW, 12th Floor, Washington, DC 20005

(202) 778-4952, www.AtlanticCouncil.org