



SENADO FEDERAL

MENSAGEM Nº 107, DE 2016 (*)

(nº 633/2016, na origem)

Submete à apreciação do Senado Federal, de conformidade com o art. 52, inciso III, alínea "f", da Constituição, combinado com o art. 11 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o nome do Senhor DÉCIO FABRÍCIO ODDONE DA COSTA para exercer o cargo de Diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP.

AUTORIA: Presidente da República

DOCUMENTOS:

[- Texto da mensagem](#)

(*) Republicado em virtude da apresentação de novos documentos.



[Página da matéria](#)

Mensagem nº 633

Senhores Membros do Senado Federal,

De conformidade com o art. 52, inciso III, alínea "f", da Constituição, combinado com o art. 11 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, submeto à apreciação de Vossas Excelências o nome do Senhor DÉCIO FABRICIO ODDONE DA COSTA para exercer o cargo de Diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP.

Brasília, 5 de dezembro de 2016.

ESTE DOCUMENTO NÃO FAZ PARTE DO PROCESSO

Aviso nº 769 - C. Civil.

Em 5 de dezembro de 2016.

A Sua Excelência o Senhor
Senador VICENTINHO ALVES
Primeiro Secretário do Senado Federal

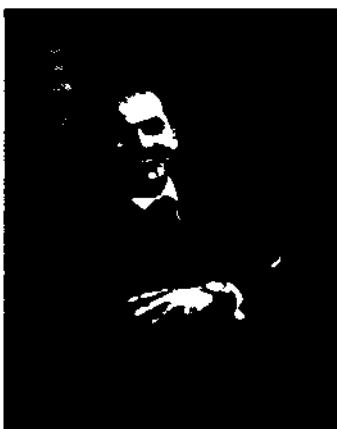
Assunto: Indicação de autoridade.

Senhor Primeiro Secretário,

Encaminho a essa Secretaria Mensagem na qual o Excelentíssimo Senhor Presidente da República submete à consideração dessa Casa o nome do Senhor DÉCIO FABRICIO ODDONE DA COSTA para exercer o cargo de Diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP.

Atenciosamente,

ELISEU PADILHA
Ministro de Estado Chefe da Casa Civil
da Presidência da República



Décio Fabricio Oddone da Costa (Lavras do Sul – RS, 03/08/1960) é Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (1984). Estudou engenharia de petróleo na Petrobras (1985). Kursou o *Advanced Management Program* na *Harvard Business School* (2000) e o *Advanced Management Programme* no *Insead* (2005). Recebeu o título de *doutor honoris causa* em Educação da *Universidad de Aquino*, na Bolívia (2004).

Participou da equipe da Petrobras pioneira na perfuração de poços de petróleo em águas profundas nos anos oitenta. Trabalhou na Petrobras e subsidiárias no Brasil, Angola, Líbia, Bolívia e Argentina. Foi presidente da *Petrobras Bolívia S.A.* de 1999 a 2004.

De 2004 a 2008, foi Gerente Executivo responsável pelas atividades internacionais da Petrobras no Cone Sul. Foi conselheiro e posteriormente presidente do conselho de administração da *Petrobras Energía S.A.*, empresa com sede na Argentina e atividades em diversos países da região, da *Petrobras Energía Participaciones S.A.*, *holding* com ações negociadas nas bolsas de Buenos Aires e Nova Iorque, e conselheiro e presidente do conselho de administração de outras empresas do Sistema Petrobras.

Em fevereiro de 2008 tornou-se *Chief Executive Officer* da *Petrobras Energía S.A.* Foi conselheiro da *Petrolera Entrelomas S.A.* e presidente do conselho de administração da *Innova S.A.*, empresa produtora de estireno e poliestireno no polo petroquímico de Triunfo, RS.

Entre fevereiro e maio de 2010 foi Assessor do Presidente da Petrobras. De maio de 2010 a maio de 2015 foi um dos vice-presidentes da *Braskem S.A.*, indicado pela Petrobras. Foi conselheiro e presidente do Conselho de Administração da *Braskem-Idesa S.A.P.I.*, *joint-venture* da Braskem com a empresa mexicana *Idesa* que construiu um complexo petroquímico no México. Foi conselheiro da Refinaria de Petróleo Riograndense S.A. e da *quantIQ S.A.*

É funcionário aposentado da Petrobras e, desde junho de 2015, Diretor de Projetos de Óleo e Gás da *Prumo Logística S.A.* É conselheiro da *Ferroport Logística Comercial Exportadora S.A.* e da *NFX Combustíveis Marítimos Ltda.*

Foi eleito empresário do ano pela Câmara de Comércio Boliviano-Brasileira em 2000. Foi condecorado pelo Governo do Brasil em 2000 com a Ordem do Rio Branco no Grau de Comendador e pelo Exército Brasileiro em 2004 com a Medalha do Pacificador. É cavaleiro das Ordens de Malta e do Santo Sepulcro.

Exerceu a presidência da Câmara de Comércio Boliviano-Brasileira de 2001 a 2004. Foi presidente da Câmara da Indústria do Petróleo da Argentina. De 2005 a 2014 foi conselheiro do Instituto das Américas. É membro do GACInt (Grupo de Análise da Conjuntura Internacional da Universidade de São Paulo) e sócio do Cebri (Centro Brasileiro de Relações Internacionais).

É fluente em espanhol e inglês.

Escreveu artigos e trabalhos técnicos apresentados no Brasil e no exterior.

É casado com Rosane, com quem tem dois filhos: Victoria (24) e Fabrício (21).

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'L. Roberto', is located in the lower right quadrant of the page.

CV resumido – Décio Fabrício Oddone da Costa

O indicado é engenheiro eletricitista e estudou engenharia de Petróleo em curso ministrado pela Petrobras, onde trabalhou por 25 (vinte e cinco) anos. Participou de cursos de alta gerência na Harvard Business School e no Insead.

Trabalhou em atividades técnicas na perfuração de poços de petróleo no Brasil e no exterior. Foi executivo e conselheiro de diversas empresas do sistema Petrobras. Foi Presidente da Petrobras Bolivia S.A. e da Petrobras Energia S.A., empresa baseada na Argentina com atividades em diversos países da América Latina e ações negociadas nas bolsas de Buenos Aires e Nova Iorque. Dirigiu equipes envolvidas em todas as atividades da indústria do petróleo (exploração & produção, refino, distribuição, logística, gás & energia, fertilizantes e petroquímica). Indicado pela Petrobras, foi Vice-presidente da Braskem, uma das maiores empresas petroquímicas das Américas.

Foi reconhecido com o título de Doutor Honoris Causa pela Universidad de Aquino na Bolívia, com a Ordem do Rio Branco no Grau de Comendador e com a Medalha do Pacificador pelo Exército Brasileiro.

Exerceu a presidência da Câmara de Comércio Boliviano-Brasileira e da Câmara da Indústria do Petróleo da Argentina.



Declarações - Décio Fabricio Oddone da Costa

Declaro que parentes de primeiro grau meus não exercem ou exerceram atividades, públicas ou privadas, vinculadas à minha atividade profissional.

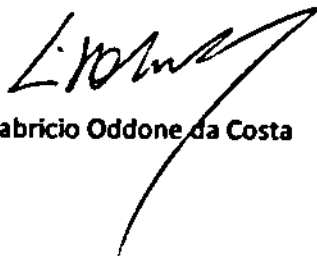
Declaro que, em função da minha relação empregatícia com a Petrobras S.A., até 2010 fui gestor e conselheiro de diferentes empresas do Sistema Petrobras. Entre 2010 e 2015, na condição de Diretor Estatutário da Braskem S.A., fui gestor e conselheiro de empresas subsidiárias da Braskem. A partir de 2015, como Diretor Estatutário da Prumo Logística S.A., sou gestor e conselheiro de empresas subsidiárias da Prumo.

Declaro que, desde 2004, sou acionista e gestor da empresa Marina Enterprise Group Ltd, estabelecida nas Ilhas Virgens Britânicas, a qual consta em minha declaração anual do Imposto de Renda, bem como na DCBE – Declaração de Capitais e Bens no Exterior do Banco Central conforme a legislação em vigor no Brasil, cumprindo com todas as obrigações e formalidades exigíveis.

Declaro ainda que, em 2014, foi constituída a companhia Dord Inc., em Nova Iorque, Estados Unidos, que é detida integralmente pela já mencionada Marina Enterprise Group Ltd. A Dord Inc. foi constituída por orientação de advogados norte-americanos, para cumprir com as leis daquele país com a finalidade de aquisição de um imóvel (apartamento) na cidade citada. Confirmando que o imóvel e as companhias supracitadas cumprem todas as normas e leis em vigor em cada uma de suas respectivas jurisdições.

Declaro que não atuei nos últimos 5 (cinco) anos, contados retroativamente, em júris e tribunais, em conselhos de administração de empresas estatais ou em cargos de direção de agências reguladoras.

Rio de Janeiro, 03 de outubro de 2016.



Décio Fabricio Oddone da Costa

Ações Judiciais - Décio Fabrício Oddone da Costa

Declaro que tenho conhecimento das seguintes ações judiciais, todas elas decorrentes da minha atuação como executivo em representação da Petrobras no exterior:

Bolívia

1. Caso Petrocontratos: Em meio às discussões sobre a nacionalização da indústria de petróleo e gás na Bolívia, em 16 de março de 2006, a "Fiscalía General del Estado" daquele país emitiu uma acusação para o caso denominado "Petrocontratos", cuja denúncia baseia-se na assinatura de 107 contratos de exploração de petróleo e gás subscritos entre a empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) e empresas de petróleo e gás sem a autorização e aprovação do Congresso Nacional, um suposto requisito constitucional no qual se fundamenta a denúncia e que seria indispensável para a sua subscrição.

O caso citado foi dividido em:

a) Proposição acusatória, originada na denúncia do atual Presidente Evo Morales Ayma, Antonio Peredo Leygue, Santos Ramírez Valverde (então Presidente da YPFB) e Ricardo Alberto Díaz (19/04/2005), contra Jorge Quiroga Ramírez e Gonzalo Sánchez de Lozada, antecessores do atual Presidente, bem como contra seus ex-Ministros de Estado pelos presumidos delitos de: Resoluções contrárias à Constituição e às Leis, Descumprimento de Deveres, Encobrimento e Conduta Antieconômica.

Posteriormente, esse caso foi remitido (21/04/2006) ao Congresso Nacional para o respectivo juízo de responsabilidade, considerando que as pessoas denunciadas têm foro privilegiado por terem sido autoridades públicas.

b) Denúncia apresentadas por Juan Gabriel Bautista, Roberto de la Cruz, Jaime Solares Quintanilla e Alberto Costa Obregón (14/04/2005) contra:

- os ex-Presidentes da YPFB pelos supostos delitos de Resoluções contrárias à Constituição Política do Estado e as Leis, Descumprimento de Deveres, Encobrimento, Contratos Lesivos ao Estado e Conduta Antieconômica.
- os representantes das empresas de petróleo e gás pela assinatura de contratos supostamente lesivos ao Estado. No caso da Petrobras Bolívia S.A., a denúncia é contra os executivos que, à época, figuravam como representantes legais e que subscreveram, junto com os administradores da YPFB, os contratos para exploração e produção de gás natural para exportação ao Brasil através do Gasoduto Bolívia-Brasil.

Os procuradores ainda não citaram os representantes legais para tomar suas declarações, requisito prévio para uma imputação penal. Por serem cidadãos brasileiros residentes no exterior, a citação deverá ser realizada através de um "exhorto suplicatório" (carta rogatória), medida que ainda não foi realizada pelas autoridades bolivianas.

Até o momento não foram tomadas medidas adicionais dirigidas aos ex-representantes das empresas de petróleo e gás, continuando o processo em fase de investigação.

2. Juízo penal por difamação, injúrias e calúnia demandado por Verónica Ossio Barba de Rodríguez (representada por Carlos Fernando Claver) contra quatro ex-executivos da Petrobras Bolívia S.A.



Em 1999 a Empresa Bolívia de Refinación S.A., controlada pela Petrobras Bolívia S.A., adquiriu em processo de privatização as refinarias de Cochabamba e Santa Cruz. O óleo diesel produzido nas refinarias só podia ser vendido às empresas distribuidoras ou Importadoras autorizadas pelas autoridades bolivianas. Uma delas era controlada pela senhora Verónica Ossio e pelo seu esposo, que deixaram de pagar mais de US\$ 3 milhões havendo entregue garantias inexecutáveis. Em função do não pagamento dessa dívida, a Empresa Boliviana de Refinación S.A. iniciou um processo penal contra a senhora Verónica Ossio e seu esposo. Os executivos, com autorização e aprovação do conselho de administração da companhia, atuaram em defesa dos direitos da empresa.

Em 11 de Junho de 2004, a senhora Verónica Ossio Barba de Rodríguez representada por Carlos Fernando Claver iniciou um processo penal pelos delitos de difamação, injúrias e calúnia, contra quatro ex-executivos da Empresa Boliviana de Refinación S.A., que alterou seu nome para Petrobras Bolívia Refinación S.A.

Segundo a autora, os acusados iniciaram e prosseguiram uma ação penal contra ela e seu esposo pelo delito de estelionato que havia prejudicado sua reputação. A defesa interpôs as medidas correspondentes. No entanto a autora rechaçou. Depois das consultas a autora abandonou o processo. O expediente foi arquivado em 2013 por inatividade processual, mantendo esse status até hoje.

Argentina

1. "Agência de Recaudación de Buenos Aires" - ARBA

A "Agência de Recaudación de Buenos Aires" - ARBA, no bojo do processo nº 2360-0400509/2012, entendeu que Diretores e ex-Diretores da Petrobras Argentina S. A. - PESA são solidariamente responsáveis pelo pagamento de diferenças de "impuestos a los Ingresos Brutos" do período fiscal compreendido entre Janeiro e dezembro de 2009, no valor aproximado de 12.000.000,00 Pesos Argentinos.

A defesa dos gestores está sendo conduzida pela Petrobras.

2. "Benavento Julio Cesar" – Doença do trabalho

O senhor Benavento Julio Cesar acionou a Petrobras Argentina S.A. em 2010 em Rosário (Santa Fé) por doença do trabalho.

A defesa está sendo conduzida pela Petrobras.

3. "Fabello Luis Emilio" – Doença do trabalho

O senhor Fabello Luis Emilio acionou a Petrobras Argentina S.A. em 2005 em Rosário (Santa Fé) por doença do trabalho.

A defesa está sendo conduzida pela Petrobras.



4. "Agência de Recaudación de Buenos Aires" - ARBA

A "Agência de Recaudación de Buenos Aires" - ARBA, no bojo do Recurso de Apelação Administrativo / IIBB 2005 Y 2006 - Liquid Diferencias Art 40 CF 1 entendeu que Diretores e ex-Diretores da Petrobras Argentina S. A. - PESA são solidariamente responsáveis pelo pagamento de diferenças de impostos.

A companhia aderiu a um programa e pagou a dívida.

5. "Agência de Recaudación de Buenos Aires" - ARBA

A "Agência de Recaudación de Buenos Aires" - ARBA, no bojo do Sumário Administrativo / IIBB 2007 y 2008 - Liquid Diferencias Art 162 CF entendeu que Diretores e ex-Diretores da Petrobras Argentina S. A. - PESA são solidariamente responsáveis pelo pagamento de diferenças de impostos.

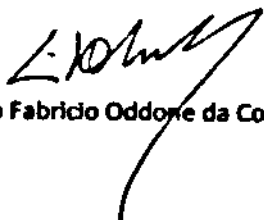
A defesa está sendo conduzida pela Petrobras.

6. "Banco Central de la República"

O "Banco Central de la República" no bojo do Sumário Administrativo / Infracción Ley 19.359 abriu processo contra a Petroquímica Cuyo S.A.I.C., empresa em que a Petrobras Energía S.A. tinha participação.

A defesa está sendo conduzida pela Petrobras.

Rio de Janeiro, 06 de outubro de 2016.



Décio Fabricio Oddone da Costa



MINISTÉRIO DA FAZENDA
SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL DO BRASIL
PROCURADORIA-GERAL DA FAZENDA NACIONAL

Emissão em: 01/10/2016 15:06:45
Por meio do e-CAC
CPF do Certificado: 449.112.110-91
Página 1 de 1

Relatório de Situação Fiscal

CPF: 449.112.110-91 - DECIO FABRICIO ODDONE DA COSTA

Informações Cadastrais

UA de Domicílio: DRF RIO DE JANEIRO II-RJ

Código da UA: 07.109.00

Endereço: R JOSE DE BRITO n° 84

Bairro: BARRA DA TIJUCA

Município: RIO DE JANEIRO

CEP: 22793-220

UF: RJ

Data de Nascimento: 03/08/1960

Situação no CPF: REGULAR

Diagnóstico Fiscal

Não foram detectadas pendências nos controles da Receita Federal e da Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional.

Este documento não tem validade de Certidão RFB / PGFN.

Final do Relatório



MINISTÉRIO DA FAZENDA
PROCURADORIA-GERAL DA FAZENDA NACIONAL
SECRETARIA DA RECEITA FEDERAL DO BRASIL

Emissão em: 01/10/2016 15:12:39

Por meio do e-CAC

Página 1 de 1

Relatório Complementar de Situação Fiscal

CPF: 449.112.110-91 - DECIO FABRICIO ODDONE DA COSTA

Diagnóstico Complementar

Não foram detectadas pendências/exigibilidades suspensas complementares nos controles da Receita Federal do Brasil e da Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional.

FINAL DE RELATÓRIO



MINISTÉRIO DA FAZENDA
Secretaria da Receita Federal do Brasil
Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional

**CERTIDÃO NEGATIVA DE DÉBITOS RELATIVOS AOS TRIBUTOS FEDERAIS E À DÍVIDA
ATIVA DA UNIÃO**

Nome: DECIO FABRICIO ODDONE DA COSTA
CPF: 449.112.110-91

Ressalvado o direito de a Fazenda Nacional cobrar e inscrever quaisquer dívidas de responsabilidade do sujeito passivo acima identificado que vierem a ser apuradas, é certificado que não constam pendências em seu nome, relativas a créditos tributários administrados pela Secretaria da Receita Federal do Brasil (RFB) e a inscrições em Dívida Ativa da União junto à Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN).

Esta certidão refere-se exclusivamente à situação do sujeito passivo no âmbito da RFB e da PGFN e abrange inclusive as contribuições sociais previstas nas alíneas 'a' a 'd' do parágrafo único do art. 11 da Lei nº 8.212, de 24 de julho de 1991.

A aceitação desta certidão está condicionada à verificação de sua autenticidade na Internet, nos endereços <<http://www.receita.fazenda.gov.br>> ou <<http://www.pgfn.fazenda.gov.br>>.

Certidão emitida gratuitamente com base na Portaria Conjunta RFB/PGFN nº 1.751, de 02/10/2014.
Emitida às 13:16:43 do dia 25/10/2016 <hora e data de Brasília>.
Válida até 23/04/2017.

Código de controle da certidão: DD85.EE5B.108E.F324
Qualquer rasura ou emenda invalidará este documento.



GOVERNO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO
SECRETARIA DE ESTADO DE FAZENDA
CERTIDÃO DE REGULARIDADE FISCAL Nº 2016.1.0457953-3
CERTIDÃO NEGATIVA DE DÉBITOS - CND

IDENTIFICAÇÃO DO REQUERENTE

CPF / CNPJ : 449.112.110-91

CAD-ICMS : Não Inscrito

NOME / RAZÃO SOCIAL : *****

CERTIFICA-SE para fins de direito e de acordo com as informações registradas nos Sistemas Corporativos da Secretaria de Estado de Fazenda que, até a presente data, **NÃO CONSTAM DÉBITOS** perante a Fazenda Estadual para o requerente acima identificado, ressalvado o direito de a Receita Estadual cobrar e inscrever as dívidas de sua responsabilidade, que vierem a ser apuradas.

EMITIDA EM: 02/10/2016 12:51

VÁLIDA ATÉ : 31/03/2017

Certidão emitida com base na Resolução SEFAZ nº 639 de 02/10/2016 12:51

OBSERVAÇÕES

1. Esta certidão deve estar acompanhada da Certidão da Dívida Ativa, emitida pelo órgão próprio da Procuradoria Geral do Estado, nos termos da Resolução Conjunta SEFAZ/PGE nº 33/2004.
2. A aceitação desta certidão está condicionada a verificação de sua autenticidade na Internet, no endereço: www.fazenda.rj.gov.br.
3. Esta certidão não se destina a atestar débitos do Imposto sobre transmissão "causa mortis" e doação, de quaisquer bens ou direitos (ITD).
4. Qualquer rasura ou emenda invalida este documento.

NÚMERO DA CERTIDÃO 00-7.304.499/2016-5				 SECRETÁRIO MUNICIPAL DE FAZENDA							
PREFEITURA DA CIDADE DO RIO DE JANEIRO SECRETARIA MUNICIPAL DE FAZENDA - PROCURADORIA GERAL DO MUNICÍPIO CERTIDÃO DE SITUAÇÃO FISCAL E ENFITÊUTICA DO IMÓVEL											
Proprietário DECIO FABRÍCIO ODDONE DA COSTA				Data 05/10/2016	Folha 01/01						
Endereço RUA JOSE DE BRITO 99994, LOT 16 PAL 33129 QDR H - BARRA DA TIJUCA				Inscricão 1344388-3	Cod. Lograd. 18231-4						
QUADRO I - NÃO HÁ DÉBITOS INSCRITOS EM DÍVIDA ATIVA											
Ano/Lanç/Quil	MSP	Inscrição	Certidão Dívida Ativa	Vale	Tipo Trib	IPTU	TOLL IPTU	TIP	TSO	Dívida Apurada	Valor a Pagar
QUADRO II - COTAS VENCIDAS NÃO INSCRITAS EM DÍVIDA ATIVA / COTAS A VENCER											
ANO DO CARNÊ 2016 GLBA 00 Nº COTAS 10				ANO DO CARNÊ 2016 GLBA 00 Nº COTAS 10				ANO DO CARNÊ 2016 GLBA 00 Nº COTAS 10			
NORMAL				NORMAL				NORMAL			
QUITADA				QUITADA				QUITADA			
Cota	Vencimento	Valor Histórico das Parcelas	Valor a Pagar	Cota	Vencimento	Valor Histórico das Parcelas	Valor a Pagar	Cota	Vencimento	Valor Histórico das Parcelas	Valor a Pagar
Total Lançado		Total a Pagar Total		Total Lançado		Total a Pagar Total		Total Lançado		Total a Pagar Total	
QUADRO III - INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES											
QUADRO IV - SITUAÇÃO ENFITÊUTICA											
IMÓVEL NÃO FOREIRO (não será necessário pagar laudêmio)											
OBSERVAÇÕES: 01. AS COLUNAS DE IPTU, TOLL IPTU, TIP, TSO, DÍVIDA APURADA E VALOR HISTÓRICO DAS PARCELAS APRESENTAM OS VALORES ORIGINAIS DOS DÉBITOS EXPRESSOS EM MOEDA DA ÉPOCA. 02. VALOR A PAGAR CALCULADO PARA A DATA DE EMISSÃO DA CERTIDÃO É EXPRESSO EM REAIS. 03. MSP - INDICA DÉBITOS ORIGINÁRIOS DA INSCRIÇÃO DA MAIOR PORÇÃO OU DE INSCRIÇÕES VINCULADAS. 04. NOS CASOS DE CERTIDÃO DE DÍVIDA ATIVA DE NATUREZA JUDICIAL, O VALOR DEVERÁ SER ACRESCIDO DE CUSTAS JUDICIAIS E HONORÁRIOS ADVOCATÍCIOS. 05. PARA REGULARIZAR DÉBITOS INSCRITOS EM DÍVIDA ATIVA, DIRIGIR-SE À PROCURADORIA DA DÍVIDA ATIVA. 06. FICA ASSEGURADO AO MUNICÍPIO O DIREITO DE COBRANÇA DE QUALQUER DÉBITO QUE POSSA SER VERIFICADO POSTERIORMENTE. 07. ESTA CERTIDÃO CONSIDERA OS PAGAMENTOS CUJA ARRECADAÇÃO JÁ CONSTE NOS REGISTROS DA PREFEITURA. PAGAMENTOS REALIZADOS NOS ÚLTIMOS 15 DIAS PODERÃO NÃO CONSTAR DA CERTIDÃO. 08. A PRESENTE CERTIDÃO É EMITIDA POR PROCESSAMENTO DE DADOS E SÓ SERÁ VÁLIDA SEM RASURAS E COM CHANCELA DO TITULAR DA SECRETARIA MUNICIPAL DE FAZENDA. OS INTERESSADOS PODERÃO CONFIRMAR A AUTENTICIDADE DESTA CERTIDÃO NO ENDEREÇO ELETRÔNICO http://www2.rio.rj.gov.br/smf/siam2 , PORTAL DA PREFEITURA, BUSCANDO "IPTU-SERVIÇOS ON LINE". PRAZO DE VALIDADE 90 DIAS. 09. A COLUMA VALOR A PAGAR DO QUADRO II APRESENTA APENAS O SALDO DEVEDOR REMANESCENTE. ASSIM, NÃO SÃO IMPRESSAS AS COTAS QUITADAS. 10. PARA O IMÓVEL FOREIRO AO MUNICÍPIO A LAJURATURA DO TÍTULO DEFINITIVO DE TRANSMISSÃO DO SEU DOMÍNIO ÚTIL, SÓ PODERÁ SER FEITA MEDIANTE O PAGAMENTO DO LAUDÊMIO, EXCETO NOS CASOS DE "CAUSA MORTIS" OU DE FORMA GRATUITA "INTER VIVOS", OBSERVANDO O QUE DISPÕE A LEGISLAÇÃO EM VIGOR.											

RETORNA



Lista de publicações - Décio Fabricio Oddone da Costa

Óleo & Gás no Brasil: uma oportunidade histórica?

<http://www.valor.com.br/opiniaio/4633929/oleo-gas-no-brasil-uma-oportunidade-historica>

Óleo & Gás no Brasil: uma oportunidade histórica?

http://www.atlanticcouncil.org/images/publications/Oleo_Gas_no_Brasil.pdf

Oil & Gas in Brazil: a New Silver Lining?

http://www.atlanticcouncil.org/images/publications/Oil_and_Gas_in_Brazil_A_New_Silver_Lining.pdf

A Revolução do Shale nos Estados Unidos

<http://politicaexterna.com.br/revistas/vol-22-no-3/>

El futuro de los grandes gasoductos

http://www.perfil.com/contenidos/2009/12/12/noticia_0006.html

<http://www.mdzol.com/nota/177653-como-sera-el-futuro-de-los-grandes-gasoductos/>



14/07/2016 - 05:00

Óleo & gás no Brasil; uma oportunidade histórica?

Por Décio Oddone

O Brasil passa por desafios sem precedentes. Ao mesmo tempo em que o país enfrenta a maior recessão da sua história, a Petrobras atravessa grandes dificuldades. Esse contexto, no entanto, traz oportunidades inéditas.

Quando a Petrobras foi fundada, em 1953, o Brasil era um país agrário. 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.

A partir de 2007, a descoberta das reservas do pré-sal gerou uma onda de otimismo. Ao mesmo tempo, 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. Os leilões de áreas para exploração foram interrompidos entre 2008 e 2013.

É preciso aproveitar o potencial de aumento da produção de petróleo e fazer a revisão do modelo de partilha

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.

A partir das eleições presidenciais de 2014, a situação política e econômica deteriorou-se fortemente. Investigações sobre corrupção aprofundaram os problemas da estatal e de seus principais fornecedores. O endividamento da companhia aumentou fortemente. A Petrobras foi forçada a reduzir investimentos e a baixar previsões de produção.

A estatal não é a única empresa a enfrentar dificuldades. Companhias do setor 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.

Também no setor elétrico o país começa a viver uma mudança: a transição de um sistema de base hidrelétrica para um sistema efetivamente hidrotérmico, a alteração mais importante na área em oitenta anos. A regulação deve ser ajustada para permitir que essas transformações sejam conduzidas de forma eficaz.

É preciso aproveitar o potencial de aumento da produção de petróleo. O primeiro passo é a revisão do modelo de partilha. A seguir, 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. Medidas adicionais incluem a aceleração dos processos de unitização de descobertas, a adoção de uma política mais competitiva de conteúdo local e a melhoria dos processos de licenciamento.

A venda de campos menos produtivos deve reanimar a produção em áreas pouco atraentes para a Petrobras, aumentando a geração de royalties e impostos. As oportunidades de execução de serviços de manutenção marítima no país devem ser melhor aproveitadas. O enfraquecimento de alguns dos fornecedores tradicionais da Petrobras abre espaço para novas empresas. Com a indústria buscando reduzir custos, os serviços devem ser conduzidos de forma mais integrada e eficiente.



Como a Petrobras vai reduzir a sua presença no setor de downstream, medidas devem ser tomadas para que não falem derivados quando o consumo voltar a crescer. Os preços da gasolina e do diesel devem estar alinhados aos vigentes no mercado internacional. O sistema tributário, especialmente as regras de aplicação do ICMS, deve ser simplificado. Novos investimentos em logística devem ser viabilizados.

Os desinvestimentos da Petrobras permitem vislumbrar uma reforma de grandes proporções no segmento de gás natural, demandando uma nova organização do setor. Terminais de importação de gás liquefeito e instalações para aproveitamento do gás produzidos nos campos marítimos devem ser construídos. A regulação deve estimular a criação de um mercado de gás competitivo e aberto, em que preços, condições de acesso à infraestrutura e tarifas sejam negociados livremente. A regulamentação do setor elétrico deve levar em conta as necessidades da indústria de gás natural. As usinas térmicas a gás devem gerar na base. O sistema de leilões de energia deve ser revisto.

O setor de petróleo e gás natural 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. 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. É positiva para o setor privado. A saída da recessão e as mudanças já em discussão na regulação devem acelerar esse processo.

O que ocorrer no curto prazo, do ponto de vista regulatório ou no que diz respeito à 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.

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 óleo e gás está prestes a atravessar a maior transformação desde a fundação da Petrobras e 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.

Décio Fabricio Oddone da Costa é Diretor da Prumo Logística S.A. Foi Presidente da Petrobras Bolívia S.A., CEO da Petrobras Energía S.A. e Presidente da Cámara Argentina da Indústria do Petróleo.

(Este artigo reflete as visões pessoais, contidas em um trabalho publicado esta semana pelo Atlantic Council.)

Óleo & Gás no Brasil

**UMA OPORTUNIDADE
HISTÓRICA?**



Por Décio Oddone

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



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 Smalls/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 Wamaut, 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

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.

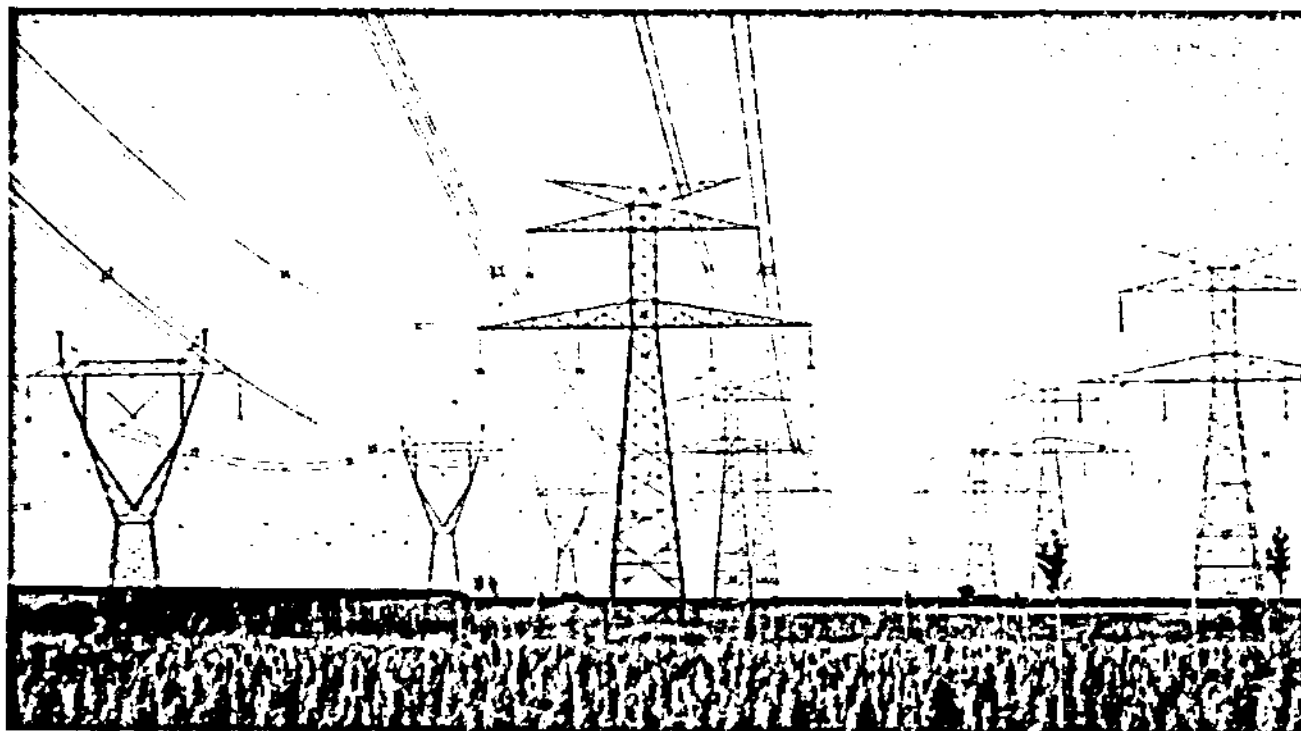
A partir de 2007, com a descoberta das



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.

A 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.



A 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.

IVOLINES/FICKR

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—e 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.

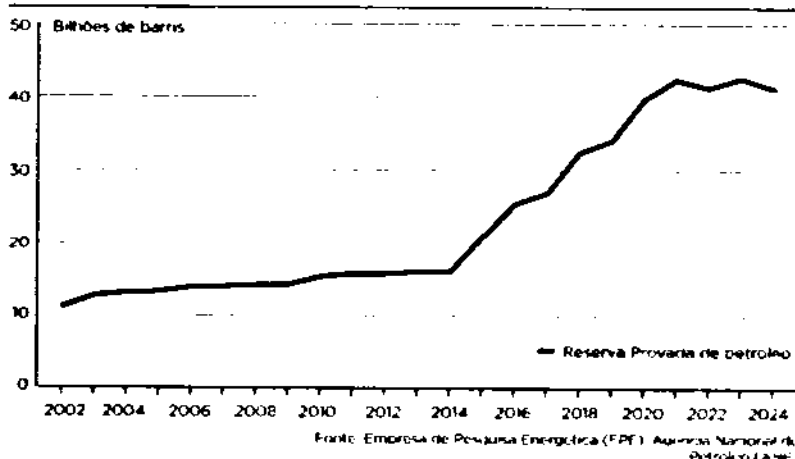
Essas decisões criam oportunidades inéditas para outras empresas. A necessidade de manter ou aumentar a produção em campos existentes pode levar à atração de parceiros dispostos a investir junto com a estatal. A negociação de participações em áreas não prioritárias do pré-sal pode gerar recursos para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



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.^{7a}

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.

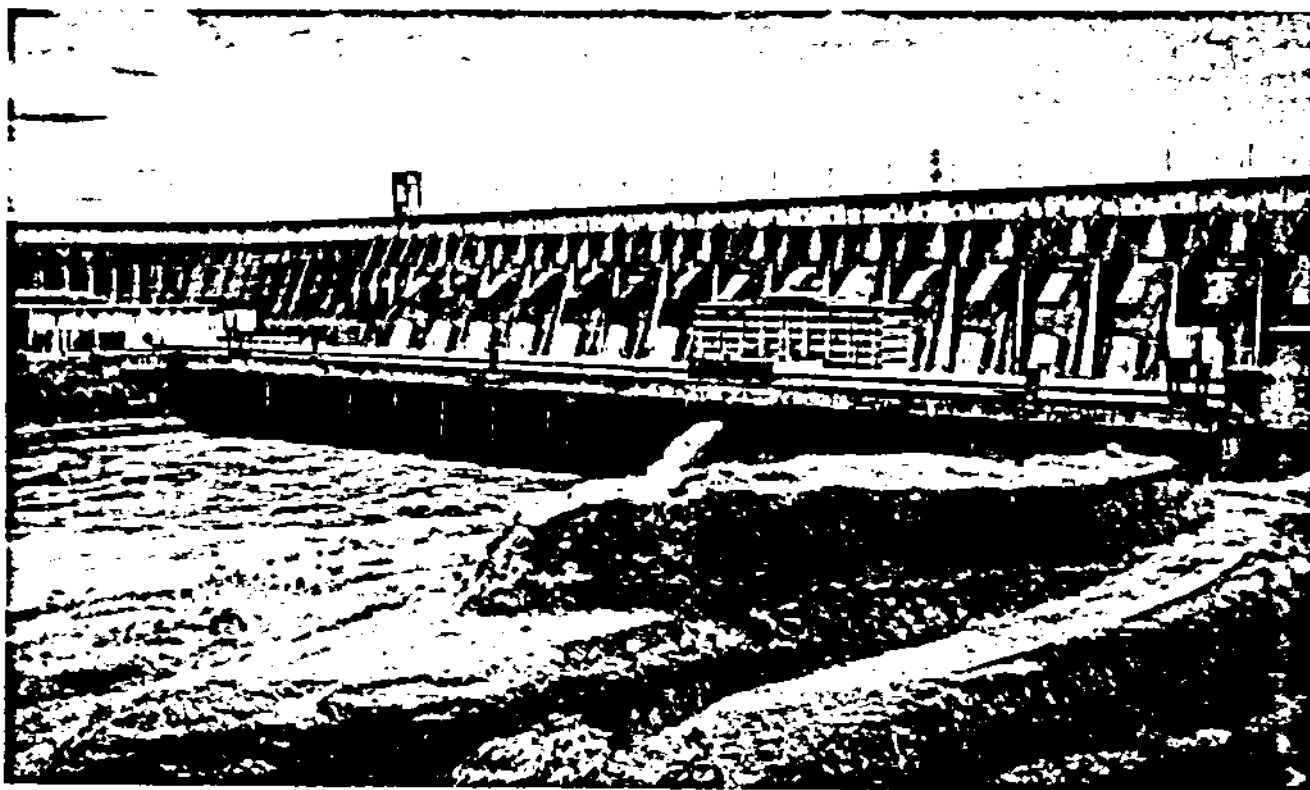
Há oportunidades ainda no setor de serviços. Ampliações de capacidade e novos investimentos serão necessários, impactando o segmento de serviços também. O enfraquecimento de alguns dos fornecedores tradicionais da Petrobras abre espaço para o desenvolvimento de novas empresas prestadoras de serviço. 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,²⁸ mas a refinaria do Comperj (Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro) foi paralisada,²⁹ enquanto as Premium I e II no Maranhão e Ceará foram suspensas.³⁰ 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.³¹ 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.

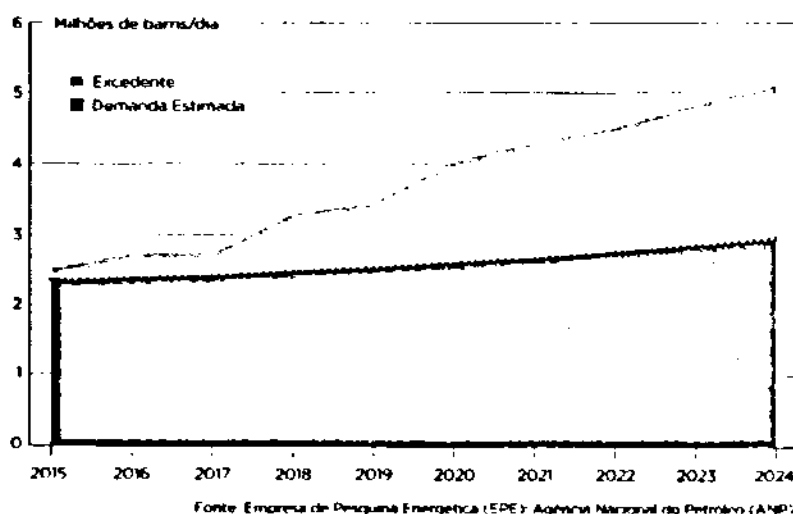
O setor de downstream precisa de investimentos. A infraestrutura brasileira está dimensionada para operar com importações da ordem de dez por cento do consumo atual. A maior parte das instalações é controlada pela Transpetro, a empresa de logística da Petrobras, que também pode ter ativos vendidos. Os 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

A 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



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

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

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 termicas 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,¹⁸ 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

de energia durante o período úmido. As plantas a biomassa e parques de geração eólica ou solar que entram 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 2015.¹⁸ Além disso, as chuvas abundantes no início de 2016 aumentaram os níveis dos reservatórios.¹⁹ 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.²⁰

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

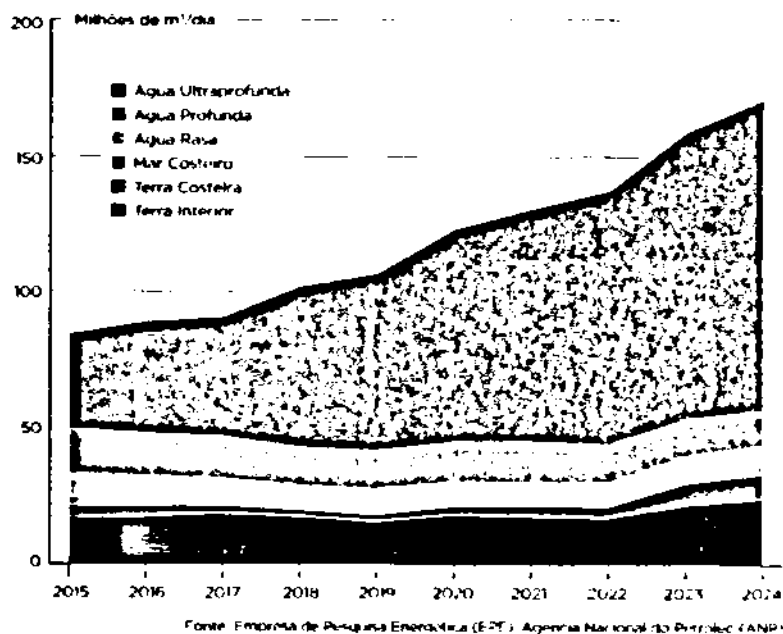
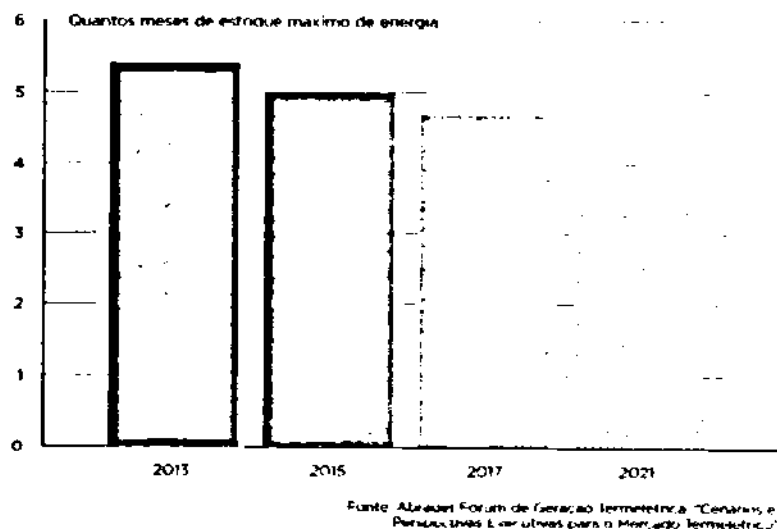
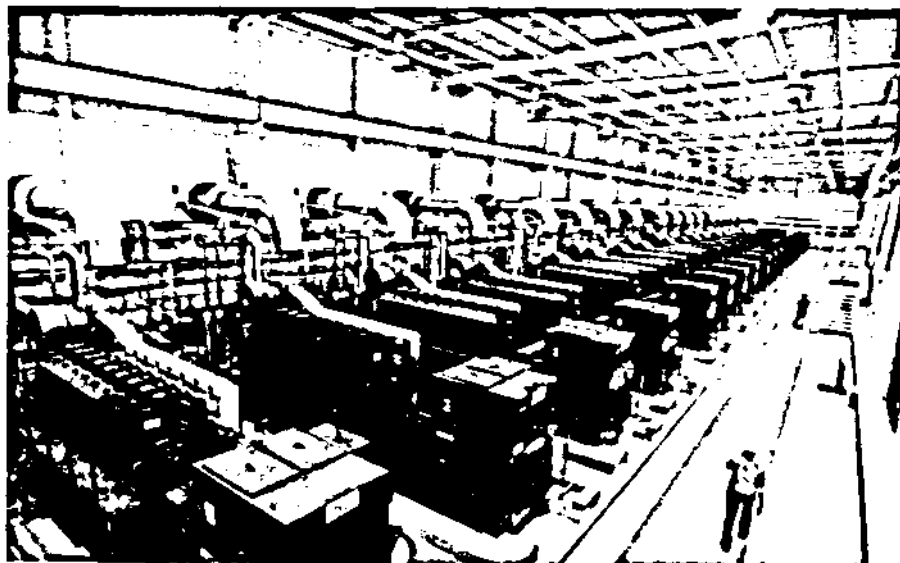


FIGURA 4. Redução gradativa da regularização plurianual



Recomendações



A Termoeletricas, como esta em Camaçari, tornaram-se 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 utilização 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 regulatórias 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 pensem com os custos de deslocamento, enquanto a indústria nacional deixa de realizar serviços que geram 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

MANU DIAS/FICKR

ÓLEO & GÁS NO BRASIL: UMA OPORTUNIDADE HISTÓRICA?

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 reduzirá 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.

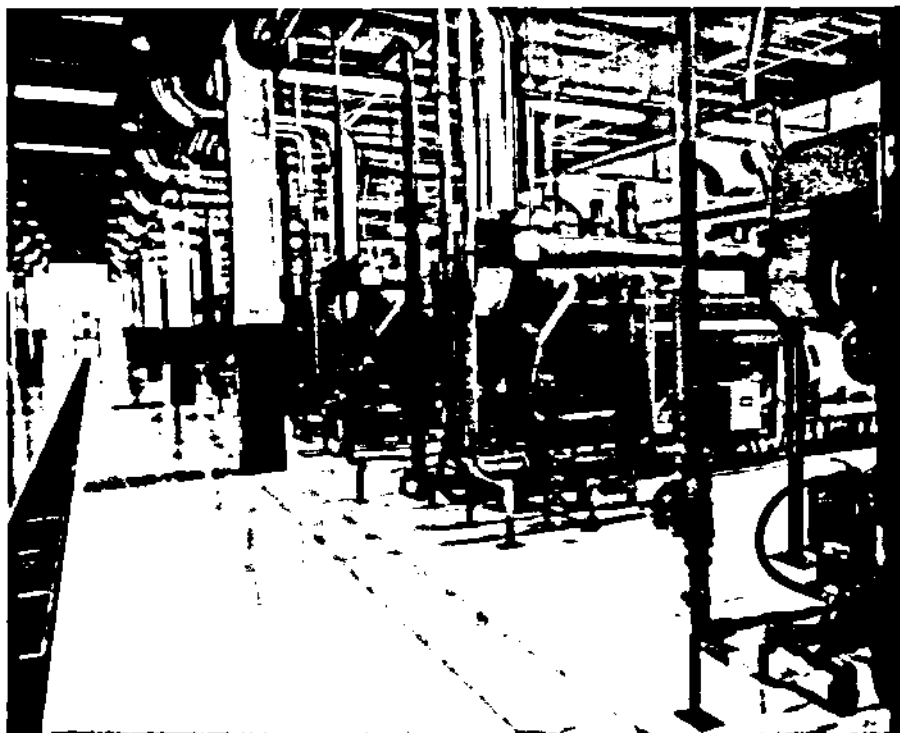
Os leilões devem ser regionais, para reduzir a necessidade e o custo de transmissão, e organizados por tipo de fonte de energia. Nas regiões com maior consumo de eletricidade e gás natural, devem ser programados leilões estruturantes — leilões de energia associados a leilões de expansão da malha de gasodutos.

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



A 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 interno, 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 sentindo 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

RAFAEL MARTINS/AGECOM/FLICKR

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.¹⁰ 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.¹¹

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.¹²

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.

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

STEPHEN WHITE/FLICKR

Sobre o Autor

Décio Fabrício Oddone da Costa é engenheiro. Ocupou diferentes posições em empresas de petróleo, gás, energia, petroquímica e logística. Foi Presidente da Petrobras Bolívia 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.

1. Em um sistema hidrotermico, a energia gerada provem 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/pt/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.editorabrazilenergia.com/daily/blog-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%20PDEE%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," Valor 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+12+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/>
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_Mantencao.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 RECONCAVO 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 Magalhães, "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 Araújo, "Governo não vai interferir em preços da Petrobras, 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-participacao-c3a7c3a3o-distribuidoras-gc3a7c3a3o-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 Person

*John J. Studzinski

TREASURER

*Brian C. McK. Henderson

SECRETARY

*Walter B. Siocombe

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 M. Daalder

*Paula J. Dobransky

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

Laure S. Fulton

Courtney Geduldig

*Robert S. Gelbard

Thomas H. Glacer

*Shari 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

Marie Pica Karp

Sean Kevelighan

Zalmay M. Khalilzad

Robert M. Kimmutt

Henry A. Kissinger

Franklin D. Kramer

Philip Lader

*Richard L. Lawson

*Jan M. Lodal

Jane Hoff Lute

William J. Lynn

Izzat Majeed

Wendy W. Makins

Man M. Mansha

Gerardo Mato

William E. Mayer

T. Allen McAuliffe

John M. McHugh

Eric O.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 Trumontano

Clyde C. Tuggle

Paul Twomey

Melanne Verveer

Enzo Viscusi

Charles F. Wald

Jay S. Walker

Michael F. Walsh

Merli R. Warner

Maciej Witucki

Neal S. Wolin

Mary C. Yates

Dov S. Zakheim

HONORARY DIRECTORS

David C. Acheson

Madeline 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

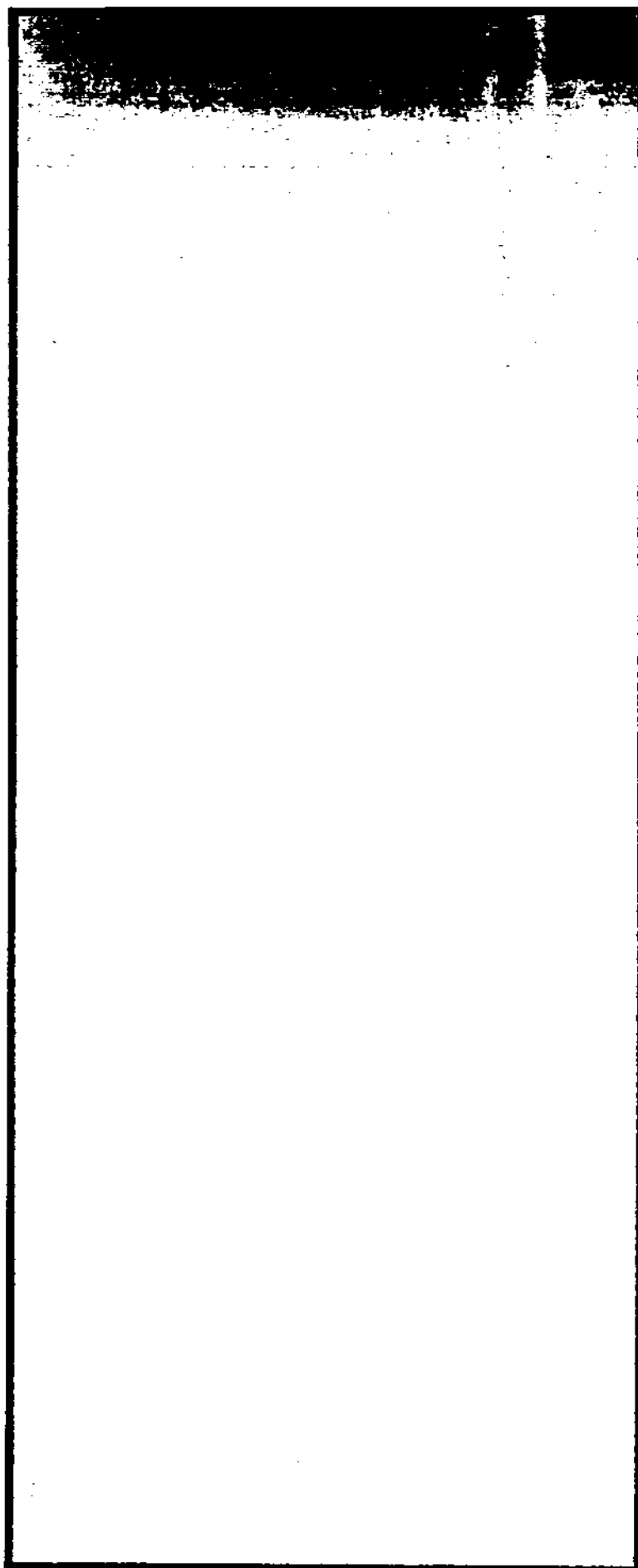
John W. Warner

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

 **Atlantic Council**

ADRIENNE ARSHT
LATIN AMERICA CENTER

Oil & Gas in Brazil

A NEW SILVER LINING?



By **Décio Oddone**



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: 978-1-61977-475-9

July 2016

Cover photo credit: Dana Smilie/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 Andree Murta, Associate Director, helped ensure this report's timely production. In the communications department we would like to thank Sarah Lucie and Susan Cavan, Editors, and Romain Wernault, Assistant Director, Publications, for their hard work and flexibility. Our consultant, Donald Partyka, designed yet another excellent report for the Arsht Center.

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

Oil & Gas in Brazil

A NEW SILVER LINING?

By Décio Oddone

Table of Contents

1	The Oil & Gas Sector: A First Glance at Its Changes
3	Petrobras: The Big Change
4	Opportunities
	Oil & Gas Exploration and Production
	Downstream, Distribution, and Logistics
	Natural Gas
	Natural Gas Power Generation
8	Recommendations
10	What to Expect Going Forward
12	About the Author
13	Endnotes

The Oil & Gas Sector: A First Glance at Its Changes

Brazil today faces unprecedented challenges. In the midst of the biggest recession in the country's history and the impeachment trial of President Dilma Rousseff, Petrobras—the giant state-owned oil company—is going through difficult times as well. But problems bring opportunities.

The energy industry in Brazil is on the verge of its biggest transformation in decades. Petrobras is reducing its investment and the sector is transitioning from a hydroelectric power system to, effectively, a hydrothermal one.¹

When Petrobras was founded in 1953, Brazil was an agrarian country. Only 36 percent of the population lived in cities. The industrial sector accounted for about 10 percent of gross domestic product (GDP).

This landscape has changed over the past sixty years. Brazil is now predominantly urban, with a large diverse industrial complex. However, the state oil company has continued to dominate the oil and gas sector—a model similar to that of neighboring countries such as Argentina. But Argentine government-owned YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) competes with relevant private stakeholders in the petroleum refining industry. In Brazil, even though the market is considerably more open than that of Venezuela or Mexico, the flexibility introduced in legislation over the past few decades has not significantly changed the framework of state control.

Entering into risk contracts for oil exploration in the 1970s had minimal impact on Petrobras's dominance. Only one natural gas field was discovered. Although Petrobras's monopoly ended in the 1990s—revolutionizing the exploration and production (E&P) industry—no significant changes occurred in downstream, logistics, and natural gas. One result: No private company has had success in the oil refining industry in Brazil.

The 2007 discovery of large oil reserves in the Brazilian pre-salt layer generated a wave of optimism about the future of the domestic

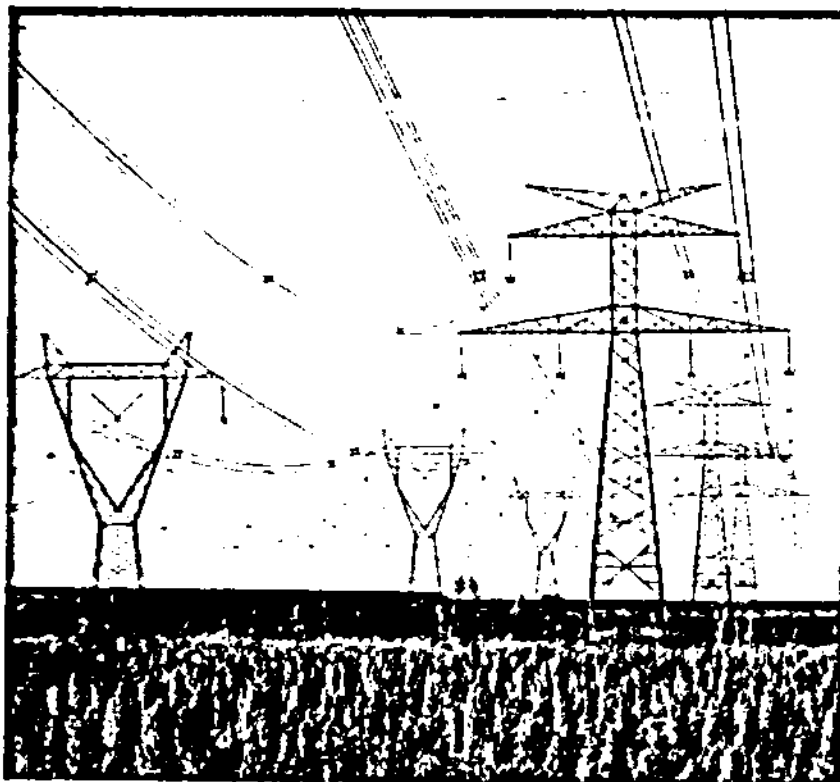


▲ Acting Brazilian President Michel Temer assumed duties in May 2016 at a tense time for both the country's economy and its energy sector.

oil industry. But it also exacerbated nationalist sentiment. An intense debate followed over rules for exploring the new reserves and distributing the resources generated. The inability to find consensus led to a five-year hiatus in auctioning areas for exploration.

At the time, the government decided not to continue the concessions model that had successfully attracted investment and increased exploration. Instead, it implemented a new contract model, making Petrobras the sole operator in the new geological frontier. It also expanded and strengthened local content rules. The changes meant that opportunities created by the pre-salt layer could no longer be fully explored.

Meanwhile, a rise in energy demand between 2010 and 2014 pushed Brazil—which for decades depended mostly on hydroelectric energy—to rely more heavily on thermal power plants and natural gas.



▲ Transformations in Brazil's energy sector could affect power transmission across the country.

Petrobras has never experienced such a profound transformation.

After the 2014 presidential election—and the second term won by Rousseff—the political and economic situation greatly deteriorated. The Brazilian economy entered a recession and, for the first time, the economy contracted two years in a row. GDP declined 3.8 percent in 2015 and will likely decline at a similar rate in 2016. Corruption investigations, many of which focus on the interactions between politicians and Petrobras contractors—the so-called *Lava Jato* or Operation Car Wash—have probed the problems of the state-run company and its key suppliers. Petrobras's debt has soared. Consequently, Petrobras was forced to cut investment and lower production forecasts.

An ambitious divestment plan was prepared. Some assets are expected to be sold to private companies. Companies in electricity and other segments of the industry affected by the recession are also putting assets up for sale. Weakened by charges of corruption, Brazilian construction companies that had diversified their activities in recent years now need to divest.

Petrobras has never experienced such a profound transformation. In fact, this is the first time the energy landscape has significantly changed since Brazil became an industrial economy. Power markets are strongly influencing the natural gas sector. This presents a huge challenge for Petrobras and the entire industry, but it also brings great opportunities for companies that can fill the void left by the contraction of the state oil company and other traditional players.

The potential to increase oil and gas E&P, the need for investments in downstream, logistics, natural gas infrastructure, and thermal electricity generation, and the large pool of assets for sale create a unique moment for companies interested in increasing their presence in Brazil. Simple changes in legislation will enable them to quickly step in.

This is potentially the biggest transformation in the Brazilian energy sector since Petrobras was founded in 1953.

WOLINES/FICKR

Petrobras: The Big Change

The success of deep-water exploration has given Brazil the lead in the number of very large oil fields discovered in the past twenty years. The pre-salt layer, where recoverable volumes may exceed 40 billion barrels, catapults Brazil near the top of the list of countries with large reserves of oil and gas.

Following the discovery of the pre-salt layer, Petrobras benefitted from the estimated increase in reserves (see figure 1) and its position as the sole operator of new production sharing contracts. In 2010, the company obtained approximately \$70 billion in the largest capitalization process ever.² Production forecasts increased significantly, reaching 4.910 million barrels a day by 2020, according to the Petrobras business plan 2011-15 released in 2011. At the same time, to finance investments that would total \$47.3 billion during this same period, the company went into more debt, reaching \$100 billion, the largest corporate debt in the world.

Before the increased production could generate the resources needed to service and repay the debt, however, a series of setbacks damaged Petrobras's financial health. Between 2011 and 2014, international gasoline and diesel prices were higher than domestic prices, which meant Petrobras lost money when it imported derivatives—eating into cash reserves.

Since 2014, corruption investigations have led to write-downs and massive damages to Petrobras's reputation. The loss of the company's investment grade rating that increased the cost of obtaining new financing, the decrease in oil prices, and the devaluation of the Brazilian real were the last nails in the coffin for the state-owned company's expansion plans.

Investments planned for 2015 to 2019 were cut to \$19.7 billion per year. Oil production estimates went down to 2.700 million barrels per day by 2020. As a result, the company was forced to announce an aggressive plan to sell assets and focus its efforts on exploring reserves in the pre-salt layer.

Investments in downstream and natural gas were among the cuts. Natural gas distribution

assets, oil derivatives, and liquefied petroleum gas (propane or LPG) distribution assets, as well as pipelines, terminals, power plants, and investments in other petrochemical companies, have been or may be put up for sale. Petrobras began to seek partners to invest in petroleum refining.

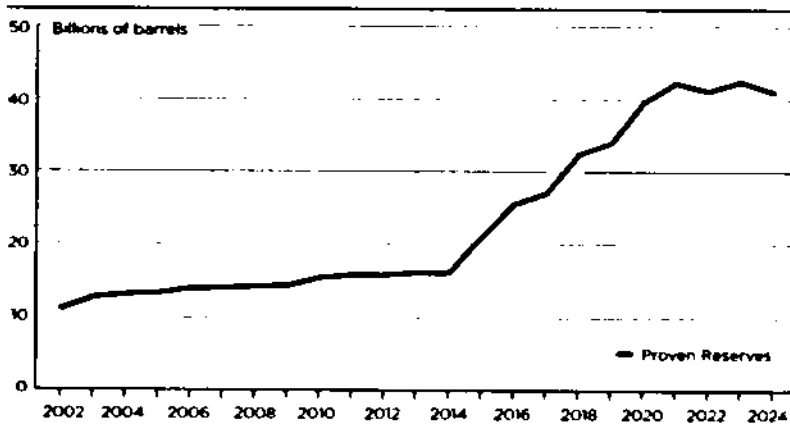
These reductions in investments and asset sales create unprecedented opportunities for other companies. Petrobras needs investment partners to help it maintain or increase production in existing fields. Negotiating participation in nonpriority areas in the pre-salt layer can generate resources for more valuable projects and accelerate production growth.

Selling fields in shallow water and onshore areas could strengthen small and midsize companies that focus on operations in marginal or mature fields.³ This would rekindle production in areas that are no longer attractive to Petrobras, increase royalties and taxes, and thus stimulate the development of business service providers and generate new jobs.

After this adjustment period, Petrobras could focus on E&P in its large offshore fields. Its smaller position in the petroleum derivatives, petrochemical, and gas markets will mean private companies may participate more fully in the supply of oil products and natural gas, including liquefied natural gas (LNG), in Brazil.

Brazil's pre-salt layer may contain recoverable volumes that exceed 40 billion barrels.

FIGURE 1. Evolution of Proven Oil Reserves in Brazil



Source: Energy Research Company (E.P.E.), National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP).

Opportunities

Brazil needs to unlock its potential and increase production by opening the pre-salt layer to different operators.

The oil, gas, and petrochemical industries present significant barriers to entry and high geological and financial risks. They also require long-term commitments. Therefore, confidence in the stability of regulations is a crucial driver of investment.

Brazil does not lack resources to be explored, nor does it lack opportunities. It has stable political institutions with a history of honoring contracts. But building trust depends more on the stability of regulations over time than on the introduction of new laws or rules. Thus, the country can attract huge investment once the markets recover confidence in the existing system. That means Congress must approve economic reform measures, agencies must define regulations, companies must get to work, and the market must set prices.

Once the regulatory environment is stable, what are the main trends and investment opportunities in the various industry segments? What can be done to improve the business environment?

Oil and Gas Exploration and Production

The Brazilian Petroleum Law was approved in 1997, ending Petrobras's monopoly. It established the National Agency of Petroleum, Natural Gas, and Biofuels (ANP) and set new rules that authorized auctions of blocks for oil and gas exploration to new companies entering the field. A boom in E&P in Brazil followed.

Regulatory debates after the pre-salt layer was discovered sparked reform in the auctions system and led to the approval of Law No. 12.351 in 2010. This law introduced production-sharing contracts and established Petrobras as the sole operator with a minimum 30 percent ownership in joint ventures created to explore the new reserves.⁴

Concession contracts for other exploration regions were maintained, but auctions stopped between 2008 and 2013, for the reasons mentioned above.⁵ The sector lost its momentum. In late 2015, the ANP held a tender for 266 exploration blocks. Only

thirty-seven were acquired, for approximately 120 million Brazilian reais (about \$33.5 million), which was well below expectations.⁶

Despite the large increase in reserves, the highly productive pre-salt layer whose wells were producing 30,000 barrels a day, and the competitive costs, Petrobras's limitations prevented production from growing as expected. Production forecasts, which were at about 6.092 million barrels a day according to a ten-year Plan for Energy Expansion for 2020 published by EPE (Energy Research Company) in 2011,⁷ were reduced to 4.032 million barrels a day, according to the 2024 version of the same plan presented last December. Natural gas production estimates were also reduced.⁸

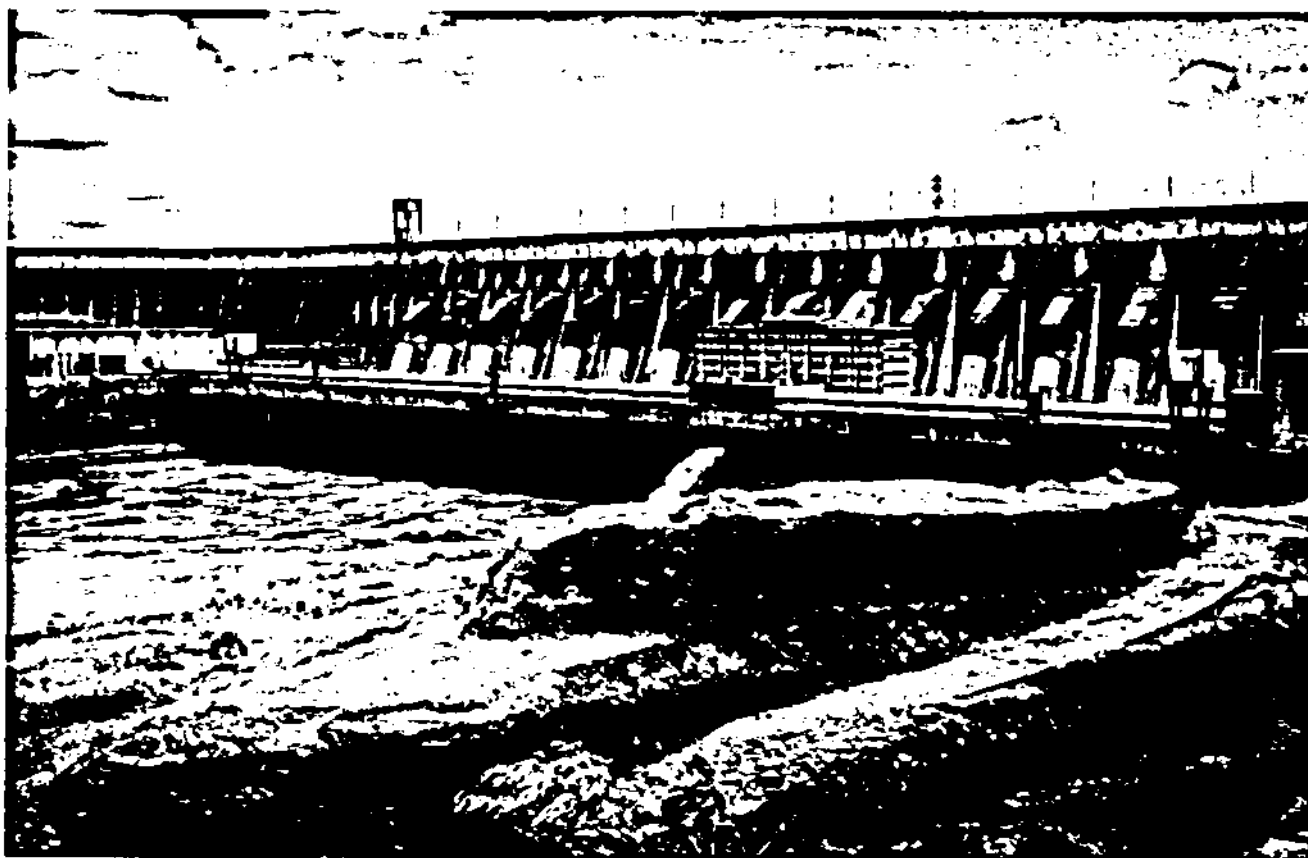
The pre-salt layer is perhaps the most promising exploration area in the world. Brazil has additional potential both on land and in shallow and deep water, plus in unconventional resources and mature and marginal fields. There are many areas with reserves already identified and others yet to be discovered. Collectively, they represent unprecedented potential in the region.

There are opportunities in the services sector as well. New investments and capacity expansion will be needed to keep the oil and gas sector operating in the long term. The service sector shall also be impacted. The weakening of some of Petrobras's traditional suppliers opens up space for the appearance of new service contractors. Since Petrobras and the other E&P operators in Brazil are reducing costs, logistics support for the offshore industry must be more efficient and integrated.

The country needs to unlock its potential and increase production. The pre-salt must be opened to different operators. A regular calendar for exploration blocks must be defined. The service industry must be more efficient.

Downstream, Distribution, and Logistics

Although there is no formal monopoly, in practice, Petrobras controls the refining industry in Brazil. This is due to the fact



that the company's pricing policies have discouraged private companies from building refineries.

But even though it controls refining, Petrobras has limited its investments. Since the 1970s, Petrobras has prioritized E&P projects, and did not resume investing in new refineries until the middle of the past decade. However, the recent reduction in investment has affected plans to increase refining operations, including projects that were already underway. The Northeast Refinery was partially operational,⁸ but the Rio de Janeiro Petrochemical Complex (Comperj) was stopped.⁹ Work on Premium I and II in Maranhão and Ceará states was suspended.¹⁰ Resuming these projects in the short or medium term is contingent on the company's ability to attract new partners.

The lack of refining capacity ended up hurting Petrobras, forcing it to import petroleum products—often at disadvantageous prices—between 2011 and 2014.

In 2015, as the average household income in Brazil declined, the demand for petroleum products decreased as well. Yet, despite Brazil's recession, domestic gasoline and diesel prices have remained above

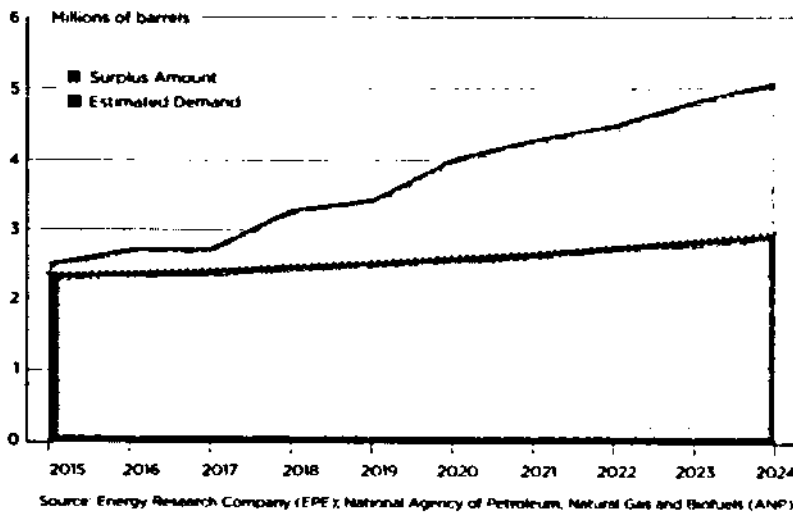
international market prices.¹¹ Since refinery projects have been postponed or canceled, petroleum product imports are projected to grow in the coming years. In this new scenario, Petrobras will cease to be the sole relevant importer. As long as there is logistics infrastructure available and domestic prices remain high, private companies will continue to import gas and diesel.

But the downstream sector needs a revamp. Brazilian downstream infrastructure is large enough to handle only about 10 percent of imports. Most facilities are controlled by Transpetro, Petrobras's logistics company (which may also have assets to be sold). Brazilian ports currently have a limited ability to receive larger volumes of imported derivatives. For imports to increase, there must be investment in tanks, pipelines, and port facilities. But such projects are not feasible unless local fuel prices are aligned with those in international markets long enough to assure private companies that these rules will remain stable.

Aligning with market prices will highly benefit Petrobras, but will also be crucial to attract private investments in refineries. The high logistics costs arising from exporting oil

A Itaipu Dam on the Brazil-Paraguay border currently supplies 15 percent of Brazil's energy—but that proportion has an uncertain future.

FIGURE 2. Estimated Oil Production Versus Demand in Brazil



Given the expected increase in oil production, it is likely that the supply of natural gas in the domestic market will rise.

and importing petroleum products can help spur future investment in domestic refineries.

Access to port facilities also needs to be improved. Renovating or opening new roads and railways that lead to major ports would increase efficiency and reduce costs. Simplifying the tax system—especially the rules that apply to the tax on the circulation of goods and services (ICMS), a sort of value-added tax charged by Brazilian states—and stimulating investment in private terminals are crucial to expanding new opportunities in the sector.

Oil production should increase to almost 5 million barrels per day by 2024. A large part of this increase will target the export market, which will require a new, reliable logistics infrastructure (see figure 2). Currently, only a few terminals have facilities that are operationally and environmentally safe enough to transship the oil extracted from offshore platforms. In the near future, with an increase in oil production and exports, petroleum product imports, and coastal navigation, Brazil will need to enhance these operations—creating opportunity for investment in transshipment, storage tanks, and treatment facilities.

In order to cope with growing oil derivatives demand the country needs to keep prices aligned with the international markets and stimulate investments in logistics.

Natural Gas

The natural gas industry is still developing in Brazil. Petrobras controls most production, imports, natural gas pipeline networks, and sales to distribution companies.

Until now, the lack of competition and high

prices have made it difficult for the industrial sector to use natural gas as an energy source. The decrease in natural gas prices in the international market (which have reached their lowest point in years), however, has made LNG imports more attractive. LNG imports have increased strongly to meet thermoelectric demand.

Due to the expected increase in oil production, it is likely that the associated production of natural gas will rise, thus increasing the supply of natural gas in the domestic market (see figure 3, p. 7). New thermal plants should burn LNG initially, switching to offshore natural gas later on.

Brazil's natural gas infrastructure requires improvement. The country needs new LNG terminals. The pipeline network to transport offshore production from the Campos and Santos Basins must be upgraded. New natural gas hub facilities to receive and treat the incoming offshore natural gas, as well as pipeline connections to the national transport pipeline system are needed in the southeast region.

Currently, Petrobras has a contract with Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)—the state-owned company in Bolivia—to import 30 million cubic meters of natural gas per day for twenty years. This agreement expires in 2019. Volumes and terms of renewal are uncertain. If the import volume goes down, LNG imports and offshore natural gas production in the Campos and Santos Basins are expected to grow to meet the demand that is currently being met by Bolivian natural gas.

Petrobras contracts with natural gas distribution companies in several states in Brazil will also expire in 2019. If Petrobras stops acting as an aggregator in the agreement signed with Bolivia, and if the natural gas market in Brazil becomes more open, renegotiating these contracts and the corresponding transport agreements will be handled by private companies.

Petrobras's decision to sell its stake in natural gas distribution companies, natural gas pipelines,¹⁹ LNG terminals, and power plants to focus on the pre-salt layer combined with improved regulations being introduced by the ANP, looks a lot like the start of a major reform in the Brazilian natural gas sector. More private companies will participate, requiring a new regulatory framework.

Natural Gas Power Generation

Between 2012 and 2014, the demand for energy grew in Brazil. At the same time, rain levels were below the historical average, curtailing hydropower generation. Most of the new hydropower plants were run-of-river

facilities with only small reservoirs; they depend on the rainy season to generate large amounts of electricity. Some biomass plants, wind farms, and solar parks also began operating in this period. They have a lower environmental impact and emit less carbon, but are even more subject to seasonality and can generate power only intermittently. Thermoelectric plants were therefore the solution of choice to meet rising demand starting in 2012. Thermal plants powered by natural gas, which had generated just 5 percent of electricity in Brazil in 2011, generated 23 percent of the total by 2015. During this period, plans were made to build natural gas-powered thermal power plants and terminals to import LNG.

Since 2014, however, as rainfall increased and the economy slowed, power demands eased. Energy consumption decreased 2.4 percent in 2015,¹⁰ and abundant rain at the beginning of 2016 raised reservoir levels.¹¹ Since power distribution companies had already contracted for enough power to meet current demand, energy auctions do not seem attractive for natural gas-powered thermal plants in the short term.

This may be a risky scenario. Demand is likely to rise again in the medium term, driven by an economic recovery. And the country will not have the same market conditions as it has today.

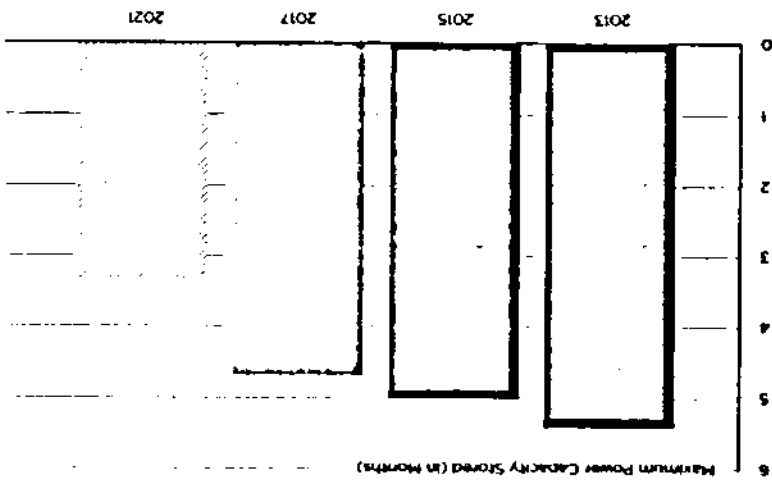
For example, the Itaipu Dam on the Brazil-Paraguay border currently supplies 15 percent of Brazil's energy. The contract governing the terms for Brazil to buy the surplus energy produced by the Itaipu hydroelectric plant will expire in 2023. Brazil financed the plant's construction, and the current rate accounts for repayment terms. After 2023, Paraguay will be free to sell its surplus volume.

In addition to a possible reduction in power from Itaipu, some of the planned natural gas-powered plants may not be built, creating even more of a potential deficit in Brazil's power supply.¹²

The energy reserves in Brazil depend largely on the volume of water in existing hydroelectric plant reservoirs. After opting for run-of-river plants and then suffering drought in recent years, the volume stored has not matched the growth in demand (see figure 4). The country does not have any natural gas storage system.

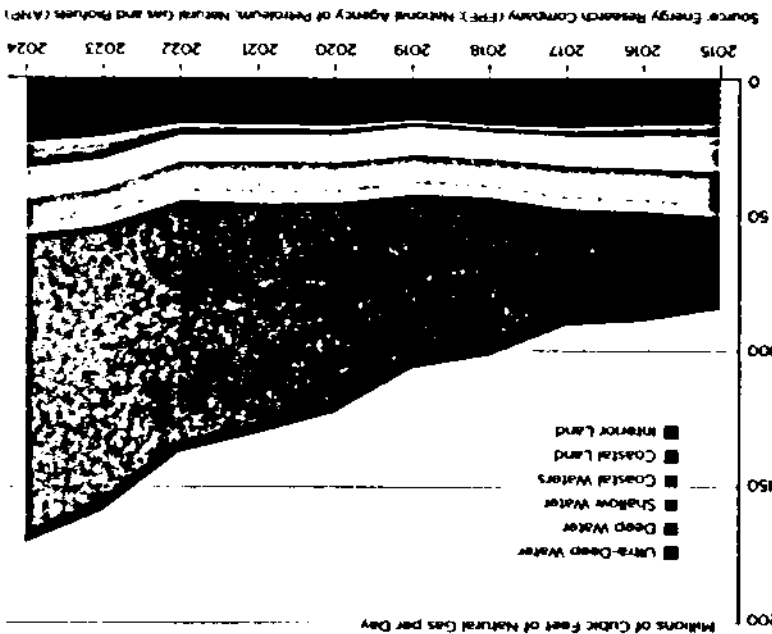
Similar to what has happened in the oil and gas sector, Brazil is seeking a transformation in the power generation sector. This transition from a hydroelectric power model to a largely hydrothermal system represents the most important change in the sector in the past eighty years. Regulation must be adjusted to allow an efficient transition.

FIGURE 4. Gradual Reduction of Power Capacity Stored in Water Reservoirs



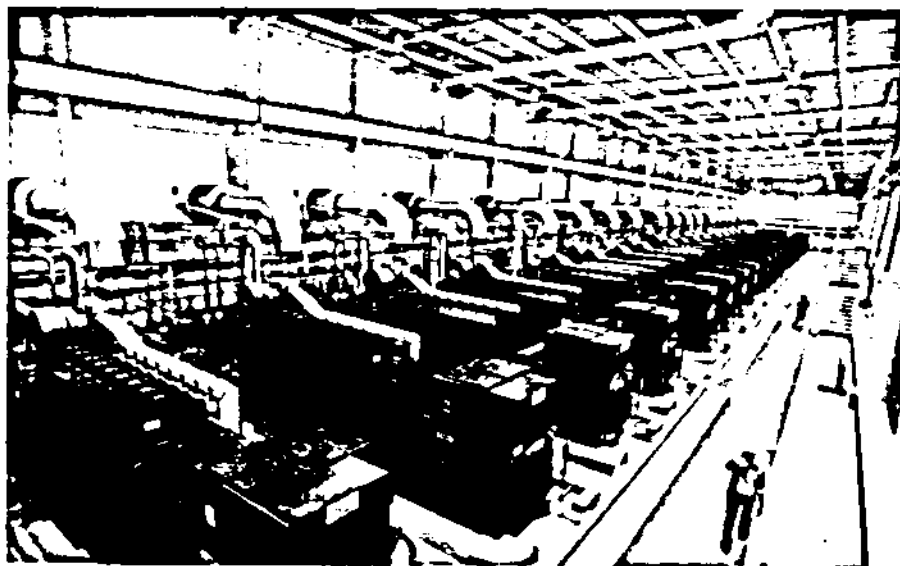
Source: Abnager Forum on Thermoelectric Generation, "Scenarios and Executive Perspectives for the Thermoelectric Market"

FIGURE 3. Potential Total Production of Conventional Natural Gas, per Current E&P Environment



Source: Energy Research Company (EPEC), National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP)

Recommendations



▲ Thermoelectric power plants, like this one in Camacari, became a solution to Brazil's rising demand for electricity.

To quickly tap into Brazil's potential, measures to encourage investment must be taken. Recommendations for the E&P, downstream, distribution, logistics, natural gas, and gas fired power generation sectors are presented below.

Exploration & Production

The first step to stimulate investment in the sector is to revise the production-sharing contracts for the pre-salt layer. The government needs to end the requirement that Petrobras be part of all consortia, allow different operators to come in, and reassess the tasks assigned to the company (Pré-Sal Petróleo S.A.,—PPSA) responsible for managing the contracts.

Ending Petrobras's requirement to operate in all pre-salt fields is already the target of a bill in Congress. After its likely passage, the return of concession contracts for the pre-salt layer should be evaluated. A new auction of pre-salt areas would be possible. It is also important to set a permanent calendar for auctions involving all exploration environments: pre-salt layer, conventional and unconventional areas, and mature and marginal fields.

Additional measures could include accelerating the process of utilization of the reserves identified in blocks already granted with existing reserves in adjacent areas not

yet open for bidding and still under government control. Authorities could also encourage exploration of deeper reservoirs in fields already in production and stimulate exploration of unconventional resources. Repetro, the special customs rule for the oil and gas industry, expires in 2020. Renewing it is important.

The environmental licensing process for exploring conventional areas should be simplified and accelerated. In addition, debates about environmental and regulatory issues²⁰ have been delaying the exploration of unconventional resources. Adopting a specific system to approve environmental licenses in these areas would help unblock their exploration.

Brazil has world-class facilities to manufacture flexible lines and other materials required for oil and gas E&P. The country could benefit from implementing a more competitive local content policy. The impact would be even greater if special export zones were created for the production of goods to meet both the local demand and the export market. Equipment exported as a result of the production base developed to meet this regulatory requirement should be considered in the local content calculation.

The industry would also benefit if Brazil improved the efficiency of its offshore support industry and infrastructure. Brazil is one of the world's major centers of offshore operations, with hundreds of floating platforms, ships, and support vessels operating in the Campos and Santos Basins. These vessels require regular inspections, maintenance, and repairs. They must dock in a safe location when they are not working.

Unfortunately, restrictive rules on importing vessels and classifying domestic maritime companies mean many of these tasks, which could be conducted in Brazilian territory, end up being handled outside Brazil. Maritime companies consequently lose time and money due to displacement costs, while the domestic industry loses out on offering services that would generate jobs and boost tax revenue. The regulation must be addressed to allow these services to be performed in Brazil.

Downstream, Distribution, and Logistics

Gasoline and diesel prices in Brazil were below international market prices

MANU DIAS/FICKR

between 2011 and 2014. In this period, Petrobras lost tens of billions of dollars. Since 2015, international oil prices have declined but domestic prices have been maintained. Since imports are currently advantageous, Petrobras is recovering part of the losses incurred before 2015.

Petrobras should align domestic gasoline and diesel prices with international markets. This adjustment in the pricing policy would ensure the supply of petroleum products in the future, drive investment, and give new momentum to the biofuels sector, which was heavily affected by the price policies adopted between 2011 and 2014.

Regulations must be improved to attract investment and accelerate project implementation. Operations related to transshipment, storage, oil treatment and exporting, derivatives import, and coastal shipping must be licensed quickly and proficiently, while still ensuring environmental and operational safety and efficiency.

The Brazilian tax system should be simplified. Each state has its own ICMS rules. These twenty-seven sets of regulations must be unified.

To increase oil exports and facilitate the import and coastal shipping of a growing volume of petroleum products, available infrastructure must be improved. To do this, roads and railways with access to port facilities should be improved, constructed, or transferred to the private sector. Brazilian authorities should encourage investment in terminal and port facilities.

Natural Gas

To make the most of the opportunities presented in the natural gas sector, supplies must increase, investment must be made in infrastructure, and legislation for the sector must be improved. Below are a few concrete ideas.

An increase in the supply of natural gas in Brazil depends on the availability of an import and logistics infrastructure and the growth of exploration activities. Therefore, new LNG import terminals must be built, especially in regions where the demand for natural gas and thermal energy has the greatest potential for growth. A permanent calendar for auctions must also be established for conventional and unconventional hydrocarbon exploration areas.

The country needs a transport pipeline network covering not only the coast but also inland areas, with the ability to distribute both domestically produced and imported natural gas. To facilitate this, licensing processes must be streamlined for natural gas pipelines and natural gas facilities. The rules established for network expansion—currently

defined by PEMAT, the ten-year plan to expand the natural gas transportation pipeline in Brazil—must be reviewed.

New regulations must help creating a competitive, open market in which natural gas prices, access to infrastructure, natural gas swaps and tariffs can be freely negotiated. This will attract the participation of more companies in production, import, transport, and distribution.

To manage the transition to a model in which private companies can have a greater participation, a national natural gas operator²⁰ should be created, following the model used in the power sector by the Electric System National Operator (ONS). This organization can take over the role that Petrobras has played until now.

Natural Gas Power Generation

To benefit from the opportunities in the natural gas power generation sector, a series of regulatory measures must be implemented and investments in infrastructure made.

The most important measure is to create power sector regulations consistent with the needs of the natural gas industry. To preserve the volume of water stored in reservoirs and make it possible to produce the associated natural gas from offshore fields, thermal power plants must generate continuously, as part of the base load. This would reduce the risk of energy shortfalls and Brazil's dependence on imported LNG.

Brazil must also revise its energy auction system. At the very least, modifications must be introduced to value those characteristics that generate earnings for the integrated system, such as location, emissions, and flexibility in operations and dispatch.

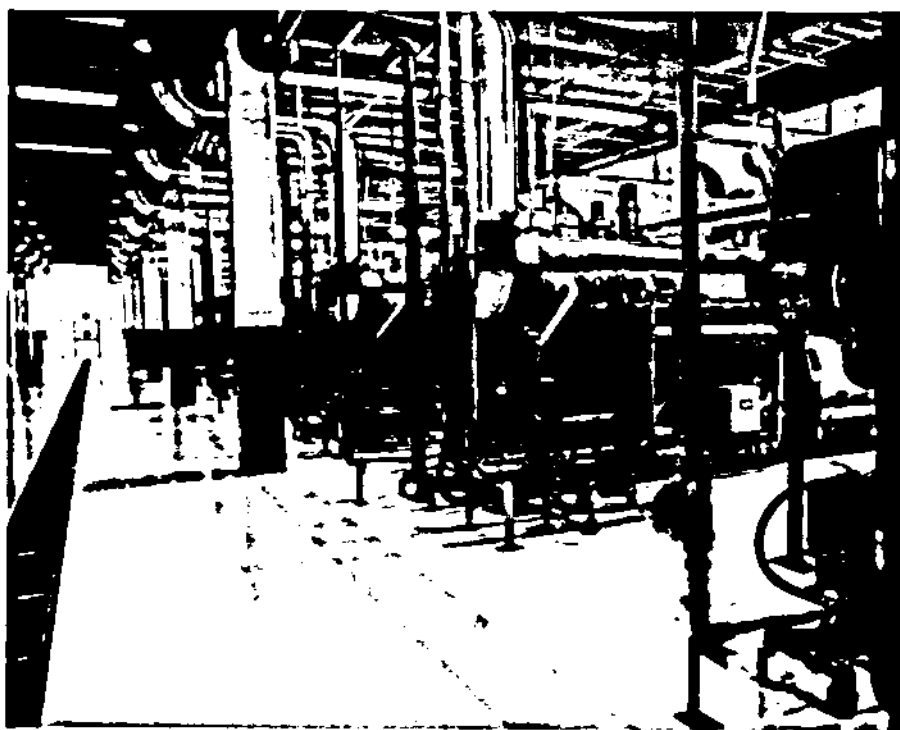
Auctions should be arranged at the regional level to cut transmission costs, and should be organized by energy source type. In areas where power and natural gas consumption is high, energy auctions should be associated with those aimed at expanding the natural gas pipeline network.

To stimulate the exchange of energy between regions, transmission auctions must become more attractive by increasing the return on capital. The power sector needs thermal plants in high-consumption areas. Developing gas-fired thermal plants, gas fired thermal plant condominiums, and regasification terminals that are strategically located in the northeast and southeast regions should be a priority.

Finally, since there are no storage systems for natural gas in Brazil, LNG is being stored offshore in ships. To improve system security and reduce the risk of unmet demand, the country must develop natural gas storage facilities.

To make the most of the opportunities presented in the natural gas sector, regulation changes must open the door to investment.

What to Expect from Brazil Going Forward



A Brazil needs new LNG import terminals to boost electricity production in thermal power plants.

The oil and gas sector has the potential to attract capital and leverage economic growth in Brazil. The pre-salt layer represents the biggest untapped opportunity in the country. The recommendations in this report, if implemented, would trigger an immediate surge in investment, especially in oil exploration and production. This is possible even in the current context of low oil prices. Results would include stimulating the economy, creating jobs, generating tax revenue, and supporting economic growth.

Traditionally, private actors are reluctant to buy assets or make investments during uncertain times. But the current economic and political turmoil in Brazil can

have positive as well as negative effects; the change in administration may accelerate other developments. Opening up the energy sector for private investment and decreasing the participation of the state will be extremely beneficial. After the process to impeach President Dilma Rousseff was initiated in May 2016 and a provisional government was put in place, the changes expected in this sector may occur more quickly, yielding an influx of capital sooner.

One thing is certain: Due to the continued recession and the political climate, Brazil is experiencing a period of instability. The country's risk classification is high, raising the discount rate used to evaluate projects. However, it is important to remember that risk assessments fluctuate. In 2002, the interest of Brazilian sovereign bonds went over 20 percent a year in the secondary market, leading to very high discount rates. Years later they retreated to about 5 percent.

The oil and gas industry is going through a down cycle, and the appreciation of Brazilian assets is hurt by the macroeconomic environment. The complex and slow decision-making process that is characteristic of very large international conglomerates has also contributed to making the approval of projects more difficult in unfavorable times.

But there are several positive developments as well. Risk assessment variations are subtle. The exchange rate is not as clearly overvalued as it was in the recent past. Because the recession has affected company profits, assets can be acquired at prices that are more attractive for buyers and at high revenue multiples for sellers. Following the recession, Brazil's eventual economic recovery will be vigorous and raise profits across the board. Regulatory measures are already being discussed to drive new E&P investments and a large amount of Petrobras's assets, as well as those of other companies, are already up for sale.

This is a unique moment for companies seeking to invest in Brazil. The changes

RAFAEL MARTINS/AGECOM/FICKR

are not occurring by choice but by necessity. Regardless of any possible setbacks or delays, the long-term trend is set and it is a positive one for the private sector. The expected increase in energy demand and the simplification of rules will expedite this trend.

Brazilian companies in this sector need capital and technology. They need partners to share risks. The new government, despite its provisional status, indicates that it will take measures to improve public finances, attract investment, reduce the presence of the state in the economy, and speed up investments in infrastructure. It has announced its support for a bill that opens the possibility for companies other than Petrobras to operate in the pre-salt fields and for studies to redefine the natural gas sector regulatory framework.²⁹ The new Petrobras administration might accelerate the sale of assets, with more control stock available. It has announced that, going forward, the price policy shall be defined by the company.³⁰

Whatever happens in the short term from a regulatory point of view or around the transfer of asset ownership will be key to the future of the Brazilian oil and gas industry. The more Brazil puts the current political and economic difficulties in the past, the more likely it is to see a greater appreciation of assets.

Even if some companies remain reluctant to take a position, transactions are occurring. Private equity funds and other traditional investors, especially Asian companies, are active.³¹

Petrobras is unlikely to be privatized, for political and historical reasons. But a moment of transformation like this is almost as big—and will be hard to repeat. The energy sector is about to go through the most important changes it has seen since Brazil began to have a modern economy. Investors who are able to price business opportunities, assets, and companies correctly in Brazil have the greatest window of opportunity we have seen in decades.



This is a unique moment for companies seeking to invest in Brazil's oil and gas sector.

A Regulatory adjustments in the next several years will impact how cities like São Paulo will source their electricity.

STEPHEN WHITE/FLICKR

OIL & GAS IN BRAZIL: A NEW SILVER LINING?

11

About the Author

Décio Fabrício Oddone da Costa is an engineer. He has held different positions in oil, gas, energy, petrochemical, and logistics companies. He is a former president of Petrobras Bolivia S.A., CEO of Petrobras Energia S.A., and vice president of Braskem S.A. He is currently a director at Prumo Logística S.A. Oddone was a counselor at the Institute of the Americas and the president of the Argentine Oil Industry Chamber. He is a member of the University of São Paulo's International Affairs Analysis Group (GACINT) and of the Brazilian Center for International Relations (CEBRI).

This policy brief reflects his personal views.

1997-1998

1. In a hydrothermal system, the energy generated comes from both hydroelectric and thermoelectric sources (natural gas, biomass, coal, diesel, fuel oil, etc.).
2. "Petrobras: a maior capitalização da história do capitalismo," Blog do Planalto, Presidência da República, September 6, 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, March 4, 2016, <http://brasilenergiaog.editorabrazilenergia.com/daily/bog-online/ep/2016/03/petrobras-vendera-campos-em-terra-e-aguas-rasas-468291.html>.
4. In 2007, the Conselho Nacional de Política Energética (National Council for Energy Policy) issued Resolution No. 6 to withdraw forty-one blocks located in the pre-salt layer region from the bidding. It ordered the executive branch to assess the need for changes in the regulatory framework of the sector so as to present "a new paradigm of production and exploration for oil and natural gas resulting from the discovery of new provincial oil, while respecting existing contracts."
5. After a halt in 2008, the bidding process for blocks was resumed in 2013 with the completion of the eleventh and twelfth bidding rounds. There was only one bidding round involving the pre-salt layer; it took place in 2013 for a block known as Libra.
6. Cristiane Caoli, "Leilão da ANP termina com só 14% dos blocos arrematados," Globo, October 7, 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_Lpdf.
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/mossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-abreu-e-lima.htm>.
10. "Petrobras retomará licitação para obras do Comperj," Valor, December 31, 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," February 7, 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," Ministry of Mines and Energy, January 2016, <http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732807/Relat+percentC3+percentB3+no+mensal+de+mercado+121+jan-16.pdf/2788c4ec-c56b-4237-8730-cf060/233a13>.
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, February 1, 2016, <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2016-02/consumo-de-energia-eletrica-no-pais-cai-21-em-2015>.
15. SE/CO Reservoirs should have 63.9 percent of their volume by the end of April. The turnout expected this month in the submarket is 92 percent of the MLT, according to NOS Carolina Medeiros, from Agência CanalEnergia, March 24, 2016.
16. PSR estimates that effective system surplus averages 4.2 GW, CanalEnergia, http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materials/Operacao_e_Manutencao.asp?id=111070.
17. The twelfth bidding round was suspended due to a judicial decision triggered by an order from the Federal Public Prosecutor, as disclosed by the ANP on a website dedicated to the bidding process: "The Federal Public Prosecutor in the State of Bahia filed a Public Civil Action No. 0030652-38.2014.4.01.3300 with the 13th Federal Court of Bahia whose objective is to suspend contracts related to SREC-T2 AND SREC-T4 sectors arising from the 12th bidding round, exclusively in relation to the possibility of exploration of unconventional resources through hydraulic fracturing. This suspension shall remain valid until specific regulation by the CONAMA is in place regarding the use of hydraulic fracturing methods, and until an environmental assessment in the form of Interministerial Ordinance No. 198/2012 is carried out in sediment areas covering the Recôncavo Basin." See "12ª Rodada de Licitações (2013)," Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, http://www.brazil-rounds.gov.br/round_12/index.asp.
18. Adriano Pires and Marcio B. da Silveira, "Petrobras: desinvestimento e oportunidade," O Estado de São Paulo, February 6, 2016, <http://www.pressreader.com/brazil/o-estado-de-sao-paulo/20160206/282127815516290>.
19. Vera Magalhães, "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 Araújo, "Governo não vai interferir em preços da Petrobras, 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. Ordoñez, op. cit.; 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-participacao-c3a7c3a3o-distribuidoras-g3c3a1s-121800593>.



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: 978-1-61977-475-9

July 2016

Cover photo credit: Dane Smilie/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 Andree Murta, Associate Director, helped ensure this report's timely production. In the communications department we would like to thank Sarah Lucia and Susan Caven, 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

Atlantic Council Board of Directors

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. Stocombe

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 Chopovsky

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

Marie Pica Karp

Sean Kavelighan

Zahray M. Khalizad

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. Makina

Mian M. Mansha

Gerardo Mato

William E. Mayer

T. Allan McAuliffe

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. Puharo

Robert Rangel

Thomas J. Ridge

Charles O. Rossotti

Robert O. Rowland

Harry Sachs

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 Trumontano

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

Madeline K. Albright

James A. Baker, III

Harold Brown

Frank C. Carkner, III

Robert M. Gates

Michael G. Mullen

Leon E. Panetta

William J. Perry

Colin L. Powell

Condoleezza Rice

Edward L. Rowny

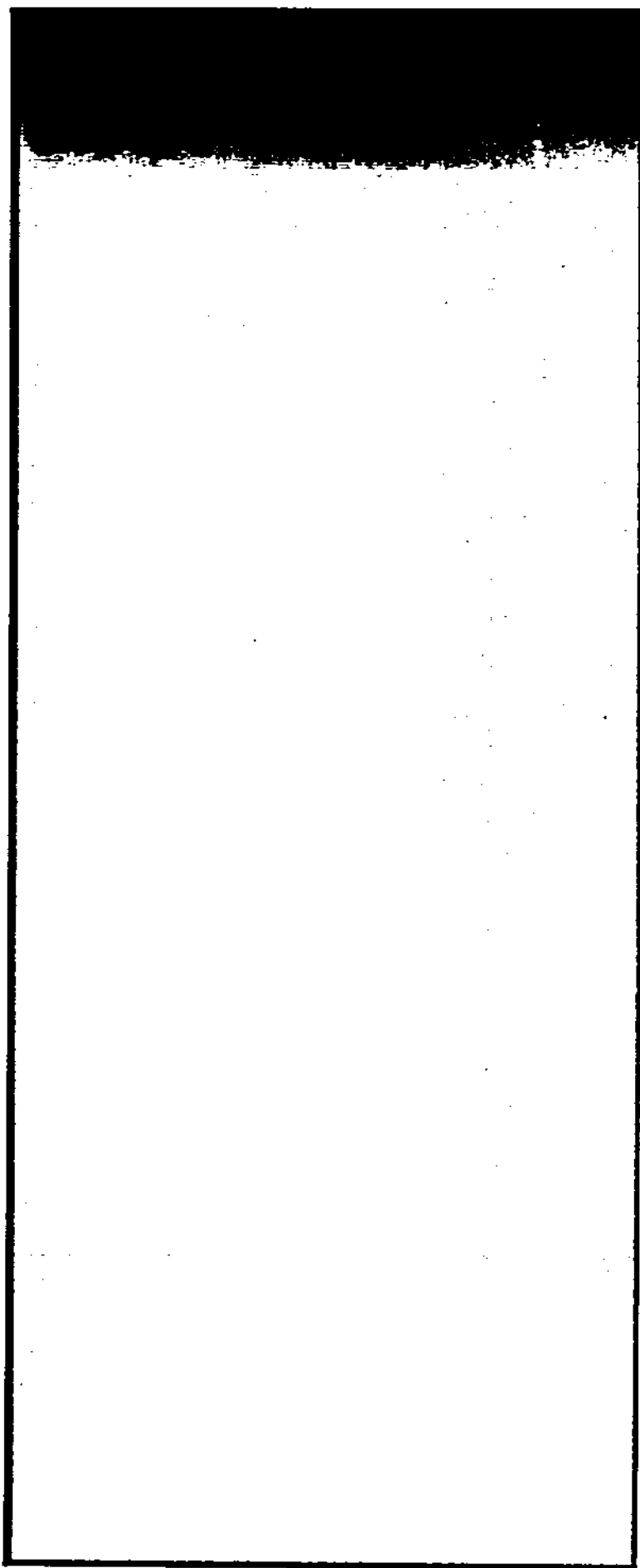
George P. Shultz

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

Gás de folhelho (*shale gas*) e geopolítica.

A revolução do *shale* nos Estados Unidos

Décio Fabrício Oddone da Costa

This article covers the development of the shale gas and shale oil reserves in the USA during the last decade. The impact of shale production in the gas and oil markets and its consequences for the American industry and economy. The risks and difficulties associated to the hydraulic fracking and horizontal drilling technologies employed in the shale exploration. The potential use of these techniques to develop the huge shale gas and shale oil resources existing all over the world. The challenges ahead of the countries which plan to develop their shale resources. The potential impacts of the development of international shale gas and shale oil production in the gas and oil markets, in the future prices of energy, in the environment, in the industry and in the world economy. It concludes estimating the geopolitical consequences if the enormous hydrocarbon shale resources existing around the world are developed.

Na década passada uma nova revolução energética tomou forma nos Estados Unidos. Expressões como *shale gas* (gás de folhelho), *shale oil* (petróleo de folhelho), *frack* ou *fracking* (fraturamento hidráulico) começaram a aparecer na mídia tradicional. No Brasil a expressão gás de xisto vem sendo usada, embora gás de folhelho represente a tradução mais correta para o português.

Apesar de enfrentar questionamentos, o fenômeno do *shale* provocou profundas alterações no mercado americano de energia e na competitividade de diferentes cadeias industriais nos Estados Unidos.

O que é o *shale gas* ou o *shale oil*? Por que sua extração modificou tão profundamente o quadro energético e industrial nos EUA? Por que a disseminação das técnicas usadas na sua produção pode trazer importantes implicações econômicas e geopolíticas no futuro?

O petróleo e o gás natural foram gerados pela transformação de restos de matéria orgânica depositados com sedimentos de rochas ao longo de milhões de anos. Não estão presentes em cavernas ou rios subterrâneos. Encontram-se em microespaços porosos existentes em rochas reservatório e estão submetidos à pressão de outras rochas que se depositaram posteriormente.

A exploração convencional de hidrocarbonetos é cara e arriscada. Uma série de condições tem de ser cumpridas para que um reservatório comercial seja formado.

Décio Fabrício Oddone da Costa é engenheiro, vice-presidente da Braskem S.A. e membro do Grupo de Análise da Conjuntura Internacional da Universidade de São Paulo e do conselho do Instituto das Américas. Foi presidente da Petrobras Bolívia S.A. e da Petrobras Energia S.A. (NYSE: PZE). Este artigo reflete suas visões pessoais.

Os hidrocarbonetos são gerados na chamada rocha-mãe. Um exemplo deste tipo de rocha é o folhelho (*shale*), que tem baixa porosidade (volume dos espaços porosos) e permeabilidade (medida da conectividade entre os poros, necessária para que fluidos possam se mover). Por efeito da compactação gerada pela sedimentação por milhões de anos, petróleo e gás contidos na rocha-mãe são expelidos, migrando para outras rochas situadas acima.

Durante o processo de migração é preciso que os hidrocarbonetos encontrem um reservatório e lá se acumulem e permaneçam. Para que isto ocorra, o reservatório deve estar recoberto por uma rocha impermeável. Portanto, é difícil encontrar um reservatório. Apenas cerca 15% dos poços exploratórios perfurados descobre uma reserva comercial.

Os reservatórios sempre contêm uma mescla de petróleo, gás e água. É considerado de petróleo quando a maior parte de sua produção é de óleo. É chamado de gás quando o fluido dominante é o gás natural. Em maior ou menor proporção, um reservatório sempre vai produzir líquidos (petróleo e líquidos de gás natural) e gás. Um reservatório de gás seco produz poucos líquidos de gás natural enquanto um reservatório de gás rico ou úmido produz um volume elevado de líquidos.

A primeira grande inovação associada ao fenômeno do *shale* consistiu na ideia de produzir na própria rocha-mãe. O risco exploratório e o custo de exploração são muito mais baixos. Em teoria, qualquer bacia sedimentar que já produziu hidrocarbonetos pode vir a produzir *shale gas* ou *shale oil*, o que aumenta extraordinariamente os volumes de recursos disponíveis para extração.

A segunda grande inovação foi tornar tecnicamente possível a extração nos folhelhos, mesmo com suas baixíssimas porosidade e permeabilidade. Com este objetivo foram aplicadas e aprimoradas técnicas já

conhecidas. Tecnologias desenvolvidas para aumentar a produção em reservatórios convencionais: o fraturamento hidráulico (a injeção de enormes volumes de água para romper as rochas e criar artificialmente porosidade e permeabilidade) e a perfuração de trechos horizontais nos poços, para expor maiores porções de rocha, permitindo uma produção mais elevada.

Os termos *tight* (*apertado em português*) *oil* ou *tight gas* são usados para caracterizar petróleo ou gás provenientes de reservatórios convencionais de baixa porosidade e permeabilidade, em que as técnicas de fraturamento e perfuração horizontal são empregadas com os mesmos objetivos que nos folhelhos. Por isto, muitas vezes o termo *tight* é usado erroneamente como sinônimo de *shale*.

A produção em um poço em folhelho é geralmente menor que a de um poço convencional. As taxas de declínio da produção com o tempo são maiores. No entanto, o desenvolvimento nos folhelhos é mais previsível. As formações rochosas são mais homogêneas. Uma vez definidas a extensão do folhelho e os parâmetros de perfuração e fraturamento, a perfuração dos poços passa a ser repetitiva.

O pioneiro no uso destas técnicas foi um empreendedor chamado George Mitchell. No livro *The Frackers* Gregory Zuckerman, alegando que a exploração do *shale* transformou o panorama energético e industrial dos EUA, compara o legado de Mitchell ao de ícones da industrialização americana como Henry Ford e Alexander Graham Bell.

Os resultados da aplicação destas tecnologias foram animadores. No ano 2000, menos de 5% da produção de gás nos EUA provinham de *shales*. Em 2010 já eram 23%. À medida que a oferta de gás foi crescendo o preço foi caindo, de US\$ 12 em 2008 para menos de US\$ 4 por milhão de BTU (*British Thermal Unit*) atualmente. As importações reduziram-se notavelmente. O Catar, maior

exportador de gás do Oriente Médio, teve de redirecionar exportações para outros mercados.

O custo de extração do *shale gas* está na faixa dos US\$ 6 por milhão de BTU. Deve permanecer neste patamar no médio prazo. Como os preços atuais estão abaixo do custo de extração, a produção de gás depende dos preços do petróleo e dos líquidos produzidos junto com o gás natural. Com as companhias buscando produzir líquidos, o gás é queimado quando a infraestrutura necessária para transportá-lo até os locais de consumo não está disponível. Na região de Bakken, principal produtora de *shale oil*, localizada nos estados de North Dakota e Montana, os volumes são tão elevados que à noite percebe-se no céu um clarão produzido pela queima do gás não aproveitado.

Em Bakken somente, a produção deve atingir um milhão de barris por dia no final de 2013. O aumento da extração de *shale oil* levou os EUA, em outubro de 2013, a produzir sete milhões e setecentos mil barris por dia, um volume de petróleo superior ao importado de outros países no período, algo que não ocorria desde 1995.

A extração de *shale oil* não tem um custo tão baixo como a de *shale gas*. As áreas mais atrativas têm custo na faixa dos US\$ 75 a US\$ 80 por barril. Regiões menos favorecidas demandam mais de US\$ 90 por barril.

Como o *shale gas* é mais abundante e barato para extrair que o *shale oil*, o impacto da produção em folhelhos foi maior nos mercados de gás natural e de líquidos de gás natural.

A atividade cresceu fortemente na indústria de energia. As operações de perfuração de poços e de apoio à exploração e produção cresceram. Facilidades de transporte de hidrocarbonetos foram construídas ou melhoradas. Refinarias e instalações de distribuição de combustíveis foram beneficiadas. Geradoras de eletricidade a gás passaram a substituir plantas a carvão.

O número de empregos na área de energia mais que dobrou desde 2005.

O gás natural combustível ficou, em outras regiões do planeta, bem mais caro que nos EUA. Na Europa, cerca de três vezes mais. No Japão, quatro vezes.

As importações americanas de gás natural liquefeito e de produtos petroquímicos reduziram-se drasticamente. Hoje não teria ocorrido a chamada "guerra do gás" (revoltas populares causadas por discussões sobre um projeto de exportação de gás da Bolívia para os EUA), que levou à queda de sucessivos governos daquele país na primeira metade da década passada.

As exportações de gás liquefeito de petróleo (gás de cozinha) triplicaram em função do aumento da oferta de propano e butano.

Novos projetos industriais, com investimentos acima de US\$ 100 bilhões, são estudados nos EUA, especialmente na região do golfo do México, principal concentração da indústria do petróleo americana.

A redução de custo proporcionou uma vantagem competitiva para as empresas americanas intensivas no uso de energia e para as indústrias químicas, de fertilizantes e de refino de petróleo. A indústria petroquímica ressuscitou. O custo de produção de eteno ou etileno, a principal matéria-prima para fabricação de polietileno, a resina mais empregada pela indústria de transformação de plásticos, caiu dramaticamente desde 2007. Concorrentes que utilizam nafta (um produto semelhante à gasolina, com preço atrelado ao do petróleo) como matéria-prima para obter eteno perderam competitividade. Plantas de eteno a base nafta começam a fechar na Europa.

Um dos principais fabricantes de metanol no mundo, impactado pela decisão da Argentina de limitar as exportações de gás para o Chile no início dos anos 2000, levou para os EUA uma planta construída em *Punta Arenas*.

Fabricantes de fertilizantes estão planejando instalar novas plantas de amônia. O mesmo ocorre com a indústria do aço, do alumínio, de cloro-soda, de borracha e de cimento.

A indústria automobilística americana, a exemplo do que ocorreu na Argentina e no Brasil anos atrás, está trabalhando para massificar o uso do gás natural em veículos.

Terminais construídos para a importação de gás natural liquefeito estão sendo convertidos para exportação de gás. Empresas europeias começam a importar etano e propano para usar em processos petroquímicos.

No entanto, a adaptação e a construção de plantas não são rápidas. As licenças de exportação de derivados do gás não são concedidas facilmente. Ainda assim, companhias americanas fazem *lobby* para impedir ou restringir as exportações de gás ou líquidos de gás natural, receosas que os preços internos sejam impactados, reduzindo suas vantagens competitivas. A competição pelos mercados globais fica cada vez mais acirrada.

Riscos e desafios

Apesar dos inegáveis benefícios que a exploração das reservas de *shale gas* e *shale oil* trouxe para a economia dos Estados Unidos, a sua extração também traz preocupações.

Os principais riscos estão associados a questões ambientais. O processo de fraturamento hidráulico é o que causa maior preocupação. Uma única operação de *fracking* pode demandar 20 milhões de litros de água e dezenas de caminhões-bomba. Para que a água atinja as propriedades desejadas são empregados aditivos químicos.

O uso de água doce é questionado. O fraturamento em poços rasos, próximos à superfície, pode impactar aquíferos, poluindo fontes de água para comunidades ou

idades inteiras. Cimentações imperfeitas também podem contaminar fontes de água com gás ou aditivos.

Geólogos e ambientalistas estudam se um grande número de operações de fraturamento pode desestabilizar as camadas rochosas, causando pequenos abalos sísmicos.

A movimentação de um elevado número de veículos de grande porte e das equipes de perfuração e *fracking* provoca transtornos em pequenas comunidades rurais.

Como o uso intensivo do fraturamento ainda é recente, setores da sociedade têm preocupações quanto aos seus impactos ambientais de curto e longo prazo. Movimentos a favor de restrições às operações de *frack* têm prosperado e obtido algum êxito.

Governos locais e regionais aplicam banimento ou restrições às atividades. As agências reguladoras, os órgãos ambientais e as empresas de produção e de serviços têm estado mais atentos ao impacto ambiental da exploração nos folhelhos.

No entanto, tudo indica que apenas a ocorrência de eventos que causem importantes impactos ao ambiente ou às comunidades poderia reduzir ou evitar o desenvolvimento da extração nos folhelhos.

Também há riscos de caráter econômico. Um dos mais mencionados é de depleção (diminuição rápida da produção) dos poços. Como a extração nestas rochas é recente, muitos técnicos alertam que não existe um histórico longo o suficiente para garantir que haverá um declínio rápido da produção ou, nos poços de gás, do conteúdo de líquidos.

As altas taxas de declínio não surpreendem a indústria de petróleo e gás. Seus técnicos argumentam que a intensificação das atividades em uma mesma região e o aperfeiçoamento das técnicas de perfuração horizontal e de fraturamento hidráulico serão capazes de compensar as elevadas taxas de declínio por poço.

Potencial para produção

O potencial para produção em folhelhos fora da América do Norte é grande, especialmente na China, que pode contar com reservas maiores que as dos Estados Unidos, na Argentina, no Brasil e na África do Sul. Na América do Sul, países como a Bolívia, o Paraguai e o Uruguai também apresentam potencial.

Na Europa, o Reino Unido, a França, a Espanha, a Alemanha, a Polónia, entre outros, têm perspectivas de produzir em folhelhos.

As primeiras iniciativas ocorreram na Polónia, China, Austrália e Argentina. O Brasil licitou áreas para exploração em novembro de 2013. A Rússia está começando a avaliar os seus recursos. A Arábia Saudita, que tem reservas da ordem de 600 TCF (milhões de pés cúbicos) de gás de folhelho, está alocando quarenta sondas de perfuração para desenvolver este potencial. Apesar de existir um grande potencial para a produção em folhelhos em várias regiões do planeta, condições geológicas, ambientais, políticas e económico-financeiras dificultam a replicação em outros países da revolução ocorrida nos EUA.

Além dos elevados preços de petróleo e gás presentes na década passada, outros fatores foram fundamentais para o advento da revolução do *shale* nos Estados Unidos: a geologia, o ambiente empresarial, o desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias, a existência dos grandes volumes de água requeridos nas operações de *frack*, a regulação ambiental, o sistema de propriedade da terra e dos direitos de lavra mineral, a baixa densidade populacional em algumas das principais áreas de concentração de folhelhos, a disponibilidade de grande número de sondas de perfuração, bombas e equipamentos para fraturamento hidráulico, o suporte governamental à construção da infraestrutura necessária, a

existência de capital e fontes de financiamento e a adoção de incentivos fiscais às empresas de exploração de óleo e gás.

É difícil encontrar outro país em que estas condições estejam simultaneamente presentes. Quando os fatores naturais são favoráveis, existem dificuldades operacionais e limitações regulatórias.

As principais formações de folhelho dos Estados Unidos foram formadas em condições geológicas muito favoráveis. São rochas frágéis e ricas em matéria orgânica. Em outras regiões, como na China, os folhelhos são mais heterogêneos e mecanicamente mais resistentes, o que reduz a eficiência das operações de *fracking*.

Em países onde as condições geológicas ainda não estão bem mapeadas, os investimentos requeridos para delimitar e selecionar áreas de folhelhos serão elevados.

Em alguns locais, a regulação sobre concessão de direitos de exploração mineral e autorizações ambientais não favorece um rápido esforço exploratório. Em outras não há disponibilidade de grandes volumes de água, como na China, ou não há acesso amplo a capital e fontes de financiamento. As questões ambientais têm tratamento diferente ao redor do mundo. O Parlamento Europeu está debatendo uma lei que exige a execução de um estudo de impacto ambiental para qualquer operação de fraturamento. A França e Bulgária baniram as atividades de *fracking*. Outros países e governos regionais na Europa e em outros continentes também aplicam moratórias ou restrições.

Enquanto o governo da Inglaterra busca incentivar a indústria através de benefícios fiscais e da aceleração da liberação de licenças de operação, muitos países seguem a contagem com legislação ambiental e regulação dedicadas à extração de hidrocarbonetos em folhelhos.

Em função de todas estas limitações, estima-se que a produção de petróleo e gás

em folhelhos deva crescer de forma lenta fora dos EUA no curto prazo. Países com empresas nacionais fortes, como o Brasil, a China, a Rússia, a Arábia Saudita e os seus vizinhos do Oriente Médio, têm maior possibilidade de empreender um esforço mais acelerado.

Potenciais impactos de longo prazo

Uma análise retrospectiva mostra que o surgimento do *shale gas* foi muito importante para a economia e para a indústria dos Estados Unidos. O aumento da extração de *shale oil* coincidiu com a recuperação econômica após a crise financeira do final da década passada. Embora os níveis de crescimento econômico ainda não tenham voltado aos patamares anteriores, o preço do petróleo se recuperou. Sem a produção nos folhelhos, os preços estariam mais elevados, o que teria reduzido o ritmo da recuperação econômica.

Muito se tem escrito sobre os potenciais impactos de longo prazo do *shale*. Não há dúvidas que a revolução em curso na América do Norte já impactou o mundo. As especulações envolvem as consequências futuras deste fenômeno. A sua duração. Que países podem replicar de alguma forma o que ocorre nos Estados Unidos. De que formas serão afetados os mercados de gás e de petróleo, os preços de outras fontes de energia, o meio ambiente, a indústria dependente de insumos derivados de hidrocarbonetos, a geopolítica da energia.

As análises divergem. Não se conhece com precisão quanto pode ser recuperado economicamente das reservas potenciais nem por quanto tempo a produção dos campos poderá ser mantida. Questões ambientais ainda não permitem garantir que esta atividade prosseguirá sem percalços.

As incertezas se traduzem em diferentes estimativas de volumes de produção e preço de petróleo e gás. A depender do cenário adotado, o preço do petróleo estaria entre menos de US\$ 60 e mais de US\$ 150 por barril em 2030; o do gás, entre US\$ 4 e US\$ 12 por milhão de BTU nos EUA.

No entanto, para prospectar os potenciais impactos do *shale gas* e *shale oil* nos mercados de energia e na geopolítica, mais importante que acertar os preços em um determinado momento no futuro é identificar as macrotendências derivadas de um cenário em que a exploração das reservas em folhelhos avance em outros países além dos Estados Unidos.

Potenciais impactos no mercado de petróleo e gás

Os mercados de petróleo e gás têm características diferentes. Enquanto o de petróleo se comporta cada vez mais como um mercado de *commodities*, o de gás natural é majoritariamente regional. A maior parte do gás é transacionada dentro de regiões. Apenas 10% do gás natural são transportados para mercados distantes por barcos ou grandes gasodutos.

As consequências mais imediatas de um continuado aumento da produção nos folhelhos devem ocorrer no mercado de gás. Estima-se que em 2035 cerca de metade do gás produzido nos EUA poderá vir das áreas de *shale*, o que manteria os preços nos patamares atuais. A firma de consultoria McKinsey avalia que mesmo que todas as plantas de exportação planejadas sejam construídas, tornando os Estados Unidos o maior exportador de gás natural do mundo, os preços internos não devem ultrapassar US\$ 6 por milhão de BTU por muito tempo. Somente um banimento ou a imposição de restrições ao *fracking* poderia mudar este quadro.

Em outros mercados, como o europeu e o asiático, o efeito da redução do preço do gás nos EUA ainda não se fez notar. Na Europa e na Ásia, contratos são atrelados ao petróleo ou a outros marcadores que não sofreram uma redução similar. Os preços chegam a superar US\$ 15 por milhão de BTU.

Os produtores americanos devem buscar arbitrar a diferença de preços entre os mercados domésticos e os internacionais, fortalecendo o comércio de gás natural liquefeito no futuro próximo. Mesmo assim, os custos de liquefação, transporte e regasificação, da ordem de US\$ 3 por milhão de BTU, devem continuar sendo responsáveis pela manutenção de diferenças significativas de preço entre as distintas regiões do planeta.

Se o aumento das exportações dos Estados Unidos for acompanhado pelo desenvolvimento das reservas de *shale gas* de países como a China, o Brasil, a Argentina ou a Rússia os reflexos poderiam ser bem maiores. Os preços ficariam menos atrelados aos do petróleo. A diminuição das distâncias reduziria o custo de transporte do gás natural liquefeito e levaria ao estabelecimento de preços potencialmente mais baixos. Mais próximos do custo de extração de *shale gas* em cada região. Custo que hoje está na casa dos US\$ 8 a US\$ 9 por milhão de BTU na Arábia Saudita, por exemplo, e que pode cair com o aumento da eficiência da perfuração e das operações de *fracking*.

Até recentemente, os preços do petróleo eram ditados pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). À medida que as fontes de oferta foram se diversificando, o mercado do petróleo foi se convertendo gradualmente em um mercado de *commodities* submetido às regras de oferta e demanda, com preços determinados pelo custo marginal de produção (custo do último barril vendido), pela disponibilidade de infraestrutura e pela existência de substitutos.

Anos atrás o xequê saudita Ahmed Zaki Yamani cunhou uma frase que se tornou célebre: "A idade da pedra não terminou por falta de pedras e a idade do petróleo não terminará por falta de petróleo". Ainda não vimos o fim da era do petróleo. Vivemos o fim da época do petróleo barato, decretado pelo aumento do consumo e pela necessidade de produzir em áreas de custo mais elevado.

Dados os estímulos econômicos existentes, a atividade de perfuração deve continuar crescendo nos EUA, especialmente em áreas de *shale oil*, em reservatórios *tight* e em campos maduros revitalizados pelo uso do *fracking* e da perfuração horizontal. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), em 2015, os Estados Unidos devem-se converter no maior produtor mundial de hidrocarbonetos, superando a Rússia e a Arábia Saudita. Até 2020, a produção de petróleo e líquidos de gás natural deve crescer oito milhões de barris por dia, levando os Estados Unidos e o Canadá à autossuficiência. Este aumento de oferta deve manter o preço do petróleo relativamente estável na casa dos US\$ 90 a US\$ 110 por barril nos próximos anos.

No longo prazo, uma maior oferta de *shale oil*, associada à produção de novas reservas convencionais no Brasil, no Canadá, na África e em outras áreas, à normalização da extração no Iraque e ao retorno pleno do Irã aos mercados internacionais, poderia forçar uma diminuição dos preços. No entanto uma redução forte parece improvável. Os custos marginais de produção do petróleo convencional são substancialmente mais baixos que os custos atuais do *shale oil* nos Estados Unidos. Custos que somente serão reduzidos significativamente por grandes aperfeiçoamentos no uso das técnicas de extração ou através de novos desenvolvimentos tecnológicos.

O preço do petróleo, neste cenário, teria como base o custo do abundante *shale oil*.

Custo acima do qual não deveria ficar por um longo período, pois haveria um aumento da produção. Teria também um piso no custo marginal do óleo convencional. Preço abaixo do qual não poderia permanecer muito tempo sem provocar uma redução da oferta.

Caso haja um aumento da extração de *shale gas* nos EUA, na China e em outros países, os preços de gás tendem a cair nas diferentes regiões do globo. Ocorrendo um aumento da produção global de petróleo em folhelhos, os preços devem flutuar em torno do custo de extração do *shale oil*, tendo o custo marginal de produção do petróleo convencional como piso. Um cenário com estas características teria implicações econômicas, ambientais e geopolíticas relevantes.

Principais implicações do aumento da produção

Com preços de gás natural mais baixos, países importadores de gás seriam favorecidos. O uso do gás comprimido em veículos leves e de transporte de carga e de passageiros tende a crescer. Como o preço do carvão e das energias renováveis deve seguir referenciado aos dos hidrocarbonetos, o gás tomaria espaço do carvão na geração de energia. A energia elétrica ganharia participação no mercado de transporte. Em alguns anos, carros elétricos poderiam ficar mais atraentes economicamente que os veículos a gasolina. As emissões de gases efeito estufa diminuiriam.

A oferta de derivados do gás natural nos Estados Unidos deve continuar mudando o panorama da indústria petroquímica global. Produtores base etano nos EUA devem seguir se beneficiando de vantagens competitivas em relação a produtores base nafta no mundo todo. Os EUA devem aumentar suas exportações de polietileno e

outros petroquímicos, afetando fortemente a indústria europeia, que tem um custo de matéria-prima muito superior.

Os Estados Unidos, ajudados pela produção nos folhelhos, se tornariam independentes em energia em 2035, diminuindo fortemente ou até eliminando a dependência do petróleo importado. Os campos americanos de *shale oil* poderiam vir a substituir os do Oriente Médio como reserva mundial de produção.

Os países produtores de petróleo e gás perderiam participação no seu principal mercado. O mesmo poderia ocorrer em relação à China, se aquele país também reduzisse suas importações.

Um aumento da oferta de hidrocarbonetos em países como os EUA, a China e o Brasil reduziria a dependência mundial de poucos grandes produtores. As disputas e tensões em regiões como o Oriente Médio diminuiriam, com reflexos na segurança global. A criação de novos polos industriais e o surgimento de potências econômicas regionais seriam favorecidos.

Os Estados Unidos seriam beneficiados. Os custos fiscais da garantia da segurança energética seriam menores. Ao reduzir a dependência de fontes de energia importadas, a China também teria vantagens.

O Brasil estaria em uma situação particularmente favorável. Poderia seguir desenvolvendo suas imensas e produtivas reservas convencionais de hidrocarbonetos no mar e aproveitar seu grande potencial terrestre nos folhelhos. No médio prazo, o aumento substancial da oferta de energia e de insumos permitiria impulsionar a indústria química e as empresas intensivas em energia, reduzindo ou até eliminando o diferencial de competitividade hoje existente com a América do Norte e outras regiões.

A Argentina, que necessita reverter o crescente déficit energético, avançando no desenvolvimento do seu grande potencial, reduziria as importações de gás natural

liquefeito e continuaria postergando a construção de um novo gasoduto com a Bolívia.

Os países do Oriente Médio já se prepararam para a concorrência do petróleo e gás dos folhelhos. Começam a diversificar os destinos das exportações. Suas empresas nacionais de petróleo vêm comprando participação em refinarias nos EUA. Estão desenvolvendo tecnologia para explorar suas próprias reservas em folhelhos. Planejam usar o *shale gas* para geração elétrica, reservando o petróleo para exportação. Também estudam construir refinarias e plantas petroquímicas integradas, desenvolvendo um uso alternativo para o petróleo, gerando empregos e diversificando os produtos produzidos.

Conclusão

Quando se discute o mercado de petróleo, a teoria do *Peak Oil*, o momento de máxima produção, sempre causa polêmica. Alguns analistas defendem que já ocorreu. Outros alegam que ainda está por vir.

No passado, não faltaram especulações de que os preços seriam cada vez maiores, tendo ficado conhecida a previsão de um banco de investimentos, antes da crise de 2008, de que o preço do petróleo poderia superar US\$ 200 por barril em menos de dois anos.

O que se viu foi o contrário. A crise trouxe os preços para baixo. O advento do *shale oil* ajudou a estabilizar os preços quando a economia voltou a se recuperar.

Atualmente acompanhamos o crescimento da importância do gás natural, o

forte aumento da oferta americana de petróleo de folhelhos e o início da disseminação das práticas de extração de *shale oil* e *shale gas* em outras regiões do planeta. Se nenhuma questão ambiental ou técnica for capaz de frear o crescimento da produção em folhelhos, podemos ver outra quebra de expectativa: o fim do petróleo caro.

A extração em folhelhos atuaria como um fator mitigador de futuros choques de preço. A discussão sobre o *Peak Oil* perderia relevância. O aumento da participação do gás e de fontes de origem renovável na matriz energética mundial aconteceria de forma mais suave, permitindo o fim da era do petróleo antes que o petróleo, confirmando a profecia de Yamani, acabasse. Possibilitaria a transição gradual para um mundo menos dependente do petróleo sem a ocorrência dos fortes choques de preço que tanto prejudicaram o crescimento econômico no passado. Um cenário benigno para a economia global e nada improvável, pois outra consequência do fenômeno *shale* foi, como disse John Maynard Keynes, a liberação do espírito animal dos empresários da área de exploração de petróleo e gás. Seus pesados investimentos em busca do atraente retorno econômico proporcionado pela extração em folhelhos foram responsáveis pelos aumentos contínuos da oferta nos EUA. Investimentos que também podem aumentar a produção global de hidrocarbonetos, provando uma vez mais que o empreendedorismo e a tecnologia nunca deixam de surpreender e de ajudar a escrever a história.

Dezembro de 2013

Gás de folhelho (*shale gas*) e geopolítica.

A revolução do *shale* nos Estados Unidos

Décio Fabrício Oddone da Costa

This article covers the development of the shale gas and shale oil reserves in the USA during the last decade. The impact of shale production in the gas and oil markets and its consequences for the American industry and economy. The risks and difficulties associated to the hydraulic fracking and horizontal drilling technologies employed in the shale exploration. The potential use of these techniques to develop the huge shale gas and shale oil resources existing all over the world. The challenges ahead of the countries which plan to develop their shale resources. The potential impacts of the development of international shale gas and shale oil production in the gas and oil markets, in the future prices of energy, in the environment, in the industry and in the world economy. It concludes estimating the geopolitical consequences if the enormous hydrocarbon shale resources existing around the world are developed.

Na década passada uma nova revolução energética tomou forma nos Estados Unidos. Expressões como *shale gas* (gás de folhelho), *shale oil* (petróleo de folhelho), *frack* ou *fracking* (fraturamento hidráulico) começaram a aparecer na mídia tradicional. No Brasil a expressão gás de xisto vem sendo usada, embora gás de folhelho represente a tradução mais correta para o português.

Apesar de enfrentar questionamentos, o fenômeno do *shale* provocou profundas alterações no mercado americano de energia e na competitividade de diferentes cadeias industriais nos Estados Unidos.

O que é o *shale gas* ou o *shale oil*? Por que sua extração modificou tão profundamente o quadro energético e industrial nos EUA? Por que a disseminação das técnicas usadas na sua produção pode trazer importantes implicações econômicas e geopolíticas no futuro?

O petróleo e o gás natural foram gerados pela transformação de restos de matéria orgânica depositados com sedimentos de rochas ao longo de milhões de anos. Não estão presentes em cavernas ou rios subterrâneos. Encontram-se em microespaços porosos existentes em rochas reservatório e estão submetidos à pressão de outras rochas que se depositaram posteriormente.

A exploração convencional de hidrocarbonetos é cara e arriscada. Uma série de condições tem de ser cumpridas para que um reservatório comercial seja formado.

Décio Fabrício Oddone da Costa é engenheiro, vice-presidente da Braskem S.A. e membro do Grupo de Análise da Conjuntura Internacional da Universidade de São Paulo e do conselho do Instituto das Américas. Foi presidente da Petrobras Bolívia S.A. e da Petrobras Energia S.A. (NYSE: PZE). Este artigo reflete suas visões pessoais.

Os hidrocarbonetos são gerados na chamada rocha-mãe. Um exemplo deste tipo de rocha é o folhelho (*shale*), que tem baixa porosidade (volume dos espaços porosos) e permeabilidade (medida da conectividade entre os poros, necessária para que fluidos possam se mover). Por efeito da compactação gerada pela sedimentação por milhões de anos, petróleo e gás contidos na rocha-mãe são expelidos, migrando para outras rochas situadas acima.

Durante o processo de migração é preciso que os hidrocarbonetos encontrem um reservatório e lá se acumulem e permaneçam. Para que isto ocorra, o reservatório deve estar recoberto por uma rocha impermeável. Portanto, é difícil encontrar um reservatório. Apenas cerca 15% dos poços exploratórios perfurados descobre uma reserva comercial.

Os reservatórios sempre contêm uma mistura de petróleo, gás e água. É considerado de petróleo quando a maior parte de sua produção é de óleo. É chamado de gás quando o fluido dominante é o gás natural. Em maior ou menor proporção, um reservatório sempre vai produzir líquidos (petróleo e líquidos de gás natural) e gás. Um reservatório de gás seco produz poucos líquidos de gás natural enquanto um reservatório de gás rico ou úmido produz um volume elevado de líquidos.

A primeira grande inovação associada ao fenômeno do *shale* consistiu na ideia de produzir na própria rocha-mãe. O risco exploratório e o custo de exploração são muito mais baixos. Em teoria, qualquer bacia sedimentar que já produziu hidrocarbonetos pode vir a produzir *shale gas* ou *shale oil*, o que aumenta extraordinariamente os volumes de recursos disponíveis para extração.

A segunda grande inovação foi tornar tecnicamente possível a extração nos folhelhos, mesmo com suas baixíssimas porosidade e permeabilidade. Com este objetivo foram aplicadas e aprimoradas técnicas já

conhecidas. Tecnologias desenvolvidas para aumentar a produção em reservatórios convencionais: o fraturamento hidráulico (a injeção de enormes volumes de água para romper as rochas e criar artificialmente porosidade e permeabilidade) e a perfuração de trechos horizontais nos poços, para expor maiores porções de rocha, permitindo uma produção mais elevada.

Os termos *tight* (*apertado em português*) *oil* ou *tight gas* são usados para caracterizar petróleo ou gás provenientes de reservatórios convencionais de baixa porosidade e permeabilidade, em que as técnicas de fraturamento e perfuração horizontal são empregadas com os mesmos objetivos que nos folhelhos. Por isto, muitas vezes o termo *tight* é usado erroneamente como sinônimo de *shale*.

A produção em um poço em folhelho é geralmente menor que a de um poço convencional. As taxas de declínio da produção com o tempo são maiores. No entanto, o desenvolvimento nos folhelhos é mais previsível. As formações rochosas são mais homogêneas. Uma vez definidas a extensão do folhelho e os parâmetros de perfuração e fraturamento, a perfuração dos poços passa a ser repetitiva.

O pioneiro no uso destas técnicas foi um empreendedor chamado George Mitchell. No livro *The Frackers* Gregory Zuckerman, alegando que a exploração do *shale* transformou o panorama energético e industrial dos EUA, compara o legado de Mitchell ao de ícones da industrialização americana como Henry Ford e Alexander Graham Bell.

Os resultados da aplicação destas tecnologias foram animadores. No ano 2000, menos de 5% da produção de gás nos EUA provinham de *shales*. Em 2010 já eram 23%. À medida que a oferta de gás foi crescendo o preço foi caindo, de US\$ 12 em 2008 para menos de US\$ 4 por milhão de BTU (*British Thermal Unit*) atualmente. As importações reduziram-se notavelmente. O Catar, maior

exportador de gás do Oriente Médio, teve de redirecionar exportações para outros mercados.

O custo de extração do *shale gas* está na faixa dos US\$ 6 por milhão de BTU. Deve permanecer neste patamar no médio prazo. Como os preços atuais estão abaixo do custo de extração, a produção de gás depende dos preços do petróleo e dos líquidos produzidos junto com o gás natural. Com as companhias buscando produzir líquidos, o gás é queimado quando a infraestrutura necessária para transportá-lo até os locais de consumo não está disponível. Na região de Bakken, principal produtora de *shale oil*, localizada nos estados de North Dakota e Montana, os volumes são tão elevados que à noite percebe-se no céu um clarão produzido pela queima do gás não aproveitado.

Em Bakken somente, a produção deve atingir um milhão de barris por dia no final de 2013. O aumento da extração de *shale oil* levou os EUA, em outubro de 2013, a produzir sete milhões e setecentos mil barris por dia, um volume de petróleo superior ao importado de outros países no período, algo que não ocorria desde 1995.

A extração de *shale oil* não tem um custo tão baixo como a de *shale gas*. As áreas mais atrativas têm custo na faixa dos US\$ 75 a US\$ 80 por barril. Regiões menos favorecidas demandam mais de US\$ 90 por barril.

Como o *shale gas* é mais abundante e barato para extrair que o *shale oil*, o impacto da produção em folhelhos foi maior nos mercados de gás natural e de líquidos de gás natural.

A atividade cresceu fortemente na indústria de energia. As operações de perfuração de poços e de apoio à exploração e produção cresceram. Facilidades de transporte de hidrocarbonetos foram construídas ou melhoradas. Refinarias e instalações de distribuição de combustíveis foram beneficiadas. Geradoras de eletricidade a gás passaram a substituir plantas a carvão.

O número de empregos na área de energia mais que dobrou desde 2005.

O gás natural combustível ficou, em outras regiões do planeta, bem mais caro que nos EUA. Na Europa, cerca de três vezes mais. No Japão, quatro vezes.

As importações americanas de gás natural liquefeito e de produtos petroquímicos reduziram-se drasticamente. Hoje não teria ocorrido a chamada "guerra do gás" (revoltas populares causadas por discussões sobre um projeto de exportação de gás da Bolívia para os EUA), que levou à queda de sucessivos governos daquele país na primeira metade da década passada.

As exportações de gás liquefeito de petróleo (gás de cozinha) triplicaram em função do aumento da oferta de propano e butano.

Novos projetos industriais, com investimentos acima de US\$ 100 bilhões, são estudados nos EUA, especialmente na região do golfo do México, principal concentração da indústria do petróleo americana.

A redução de custo proporcionou uma vantagem competitiva para as empresas americanas intensivas no uso de energia e para as indústrias químicas, de fertilizantes e de refino de petróleo. A indústria petroquímica ressuscitou. O custo de produção de eteno ou etileno, a principal matéria-prima para fabricação de polietileno, a resina mais empregada pela indústria de transformação de plásticos, caiu dramaticamente desde 2007. Concorrentes que utilizam nafta (um produto semelhante à gasolina, com preço atrelado ao do petróleo) como matéria-prima para obter eteno perderam competitividade. Plantas de eteno a base nafta começam a fechar na Europa.

Um dos principais fabricantes de metanol no mundo, impactado pela decisão da Argentina de limitar as exportações de gás para o Chile no início dos anos 2000, levou para os EUA uma planta construída em *Punta Arenas*.

Fabricantes de fertilizantes estão planejando instalar novas plantas de amônia. O mesmo ocorre com a indústria do aço, do alumínio, de cloro-soda, de borracha e de cimento.

A indústria automobilística americana, a exemplo do que ocorreu na Argentina e no Brasil anos atrás, está trabalhando para massificar o uso do gás natural em veículos.

Terminais construídos para a importação de gás natural liquefeito estão sendo convertidos para exportação de gás. Empresas europeias começam a importar etano e propano para usar em processos petroquímicos.

No entanto, a adaptação e a construção de plantas não são rápidas. As licenças de exportação de derivados do gás não são concedidas facilmente. Ainda assim, companhias americanas fazem *lobby* para impedir ou restringir as exportações de gás ou líquidos de gás natural, receosas que os preços internos sejam impactados, reduzindo suas vantagens competitivas. A competição pelos mercados globais fica cada vez mais acirrada.

Riscos e desafios

Apesar dos inegáveis benefícios que a exploração das reservas de *shale gas* e *shale oil* trouxe para a economia dos Estados Unidos, a sua extração também traz preocupações.

Os principais riscos estão associados a questões ambientais. O processo de fraturamento hidráulico é o que causa maior preocupação. Uma única operação de *fracking* pode demandar 20 milhões de litros de água e dezenas de caminhões-bomba. Para que a água atinja as propriedades desejadas são empregados aditivos químicos.

O uso de água doce é questionado. O fraturamento em poços rasos, próximos à superfície, pode impactar aquíferos, poluindo fontes de água para comunidades ou

cidades inteiras. Cimentações imperfeitas também podem contaminar fontes de água com gás ou aditivos.

Geólogos e ambientalistas estudam se um grande número de operações de fraturamento pode desestabilizar as camadas rochosas, causando pequenos abalos sísmicos.

A movimentação de um elevado número de veículos de grande porte e das equipes de perfuração e *fracking* provoca transtornos em pequenas comunidades rurais.

Como o uso intensivo do fraturamento ainda é recente, setores da sociedade têm preocupações quanto aos seus impactos ambientais de curto e longo prazo. Movimentos a favor de restrições às operações de *frack* têm prosperado e obtido algum êxito.

Governos locais e regionais aplicam banimento ou restrições às atividades. As agências reguladoras, os órgãos ambientais e as empresas de produção e de serviços têm estado mais atentos ao impacto ambiental da exploração nos folhelhos.

No entanto, tudo indica que apenas a ocorrência de eventos que causem importantes impactos ao ambiente ou às comunidades poderia reduzir ou evitar o desenvolvimento da extração nos folhelhos.

Também há riscos de caráter econômico. Um dos mais mencionados é de depleção (diminuição rápida da produção) dos poços. Como a extração nestas rochas é recente, muitos técnicos alertam que não existe um histórico longo o suficiente para garantir que haverá um declínio rápido da produção ou, nos poços de gás, do conteúdo de líquidos.

As altas taxas de declínio não surpreendem a indústria de petróleo e gás. Seus técnicos argumentam que a intensificação das atividades em uma mesma região e o aperfeiçoamento das técnicas de perfuração horizontal e de fraturamento hidráulico serão capazes de compensar as elevadas taxas de declínio por poço.

Potencial para produção

O potencial para produção em folhelhos fora da América do Norte é grande, especialmente na China, que pode contar com reservas maiores que as dos Estados Unidos, na Argentina, no Brasil e na África do Sul.

Na América do Sul, países como a Bolívia, o Paraguai e o Uruguai também apresentam potencial.

Na Europa, o Reino Unido, a França, a Espanha, a Alemanha, a Polónia, entre outros, têm perspectivas de produzir em folhelhos.

As primeiras iniciativas ocorreram na Polónia, China, Austrália e Argentina. O Brasil licitou áreas para exploração em novembro de 2013. A Rússia está começando a avaliação dos seus recursos. A Arábia Saudita, que tem reservas da ordem de 600 TCF (trilhões de pés cúbicos) de gás de folhelho, está alocando quarenta sondas de perfuração para desenvolver este potencial.

Apesar de existir um grande potencial para a produção em folhelhos em várias regiões do planeta, condições geológicas, ambientais, políticas e econômico-financeiras dificultam a replicação em outros países da revolução ocorrida nos EUA.

Além dos elevados preços de petróleo e gás presentes na década passada, outros fatores foram fundamentais para o advento da revolução do *shale* nos Estados Unidos: a geologia, o ambiente empresarial, o desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias, a existência dos grandes volumes de água requeridos nas operações de *frack*, a regulação ambiental, o sistema de propriedade da terra e dos direitos de lavra mineral, a baixa densidade populacional em algumas das principais áreas de concentração de folhelhos, a disponibilidade de grande número de sondas de perfuração, bombas e equipamentos para fraturamento hidráulico, o suporte governamental à construção da infraestrutura necessária, a

existência de capital e fontes de financiamento e a adoção de incentivos fiscais às empresas de exploração de óleo e gás.

É difícil encontrar outro país em que estas condições estejam simultaneamente presentes. Quando os fatores naturais são favoráveis, existem dificuldades operacionais e limitações regulatórias.

As principais formações de folhelho dos Estados Unidos foram formadas em condições geológicas muito favoráveis. São rochas frágeis e ricas em matéria orgânica. Em outras regiões, como na China, os folhelhos são mais heterogêneos e mecanicamente mais resistentes, o que reduz a eficiência das operações de *fracking*.

Em países onde as condições geológicas ainda não estão bem mapeadas, os investimentos requeridos para delimitar e selecionar áreas de folhelhos serão elevados.

Em alguns locais, a regulação sobre concessão de direitos de exploração mineral e autorizações ambientais não favorece um rápido esforço exploratório. Em outras não há disponibilidade de grandes volumes de água, como na China, ou não há acesso amplo a capital e fontes de financiamento.

As questões ambientais têm tratamentos diferentes ao redor do mundo. O Parlamento Europeu está debatendo uma lei que exige a execução de um estudo de impacto ambiental para qualquer operação de fraturamento. A França e Bulgária baniram as atividades de *fracking*. Outros países e governos regionais na Europa e em outros continentes também aplicam moratórias ou restrições.

Enquanto o governo da Inglaterra busca incentivar a indústria através de benefícios fiscais e da aceleração da liberação de licenças de operação, muitos países sequer contam com legislação ambiental e regulação dedicadas à extração de hidrocarbonetos em folhelhos.

Em função de todas estas limitações, estima-se que a produção de petróleo e gás

em folhelhos deva crescer de forma lenta fora dos EUA no curto prazo. Países com empresas nacionais fortes, como o Brasil, a China, a Rússia, a Arábia Saudita e os seus vizinhos do Oriente Médio, têm maior possibilidade de empreender um esforço mais acelerado.

Potenciais impactos de longo prazo

Uma análise retrospectiva mostra que o surgimento do *shale gas* foi muito importante para a economia e para a indústria dos Estados Unidos. O aumento da extração de *shale oil* coincidiu com a recuperação econômica após a crise financeira do final da década passada. Embora os níveis de crescimento econômico ainda não tenham voltado aos patamares anteriores, o preço do petróleo se recuperou. Sem a produção nos folhelhos, os preços estariam mais elevados, o que teria reduzido o ritmo da recuperação econômica.

Muito se tem escrito sobre os potenciais impactos de longo prazo do *shale*. Não há dúvidas que a revolução em curso na América do Norte já impactou o mundo. As especulações envolvem as consequências futuras deste fenômeno. A sua duração. Que países podem replicar de alguma forma o que ocorre nos Estados Unidos. De que formas serão afetados os mercados de gás e de petróleo, os preços de outras fontes de energia, o meio ambiente, a indústria dependente de insumos derivados de hidrocarbonetos, a geopolítica da energia.

As análises divergem. Não se conhece com precisão quanto pode ser recuperado economicamente das reservas potenciais nem por quanto tempo a produção dos campos poderá ser mantida. Questões ambientais ainda não permitem garantir que esta atividade prosseguirá sem percalços.

As incertezas se traduzem em diferentes estimativas de volumes de produção e preço de petróleo e gás. A depender do cenário adotado, o preço do petróleo estaria entre menos de US\$ 60 e mais de US\$ 150 por barril em 2030; o do gás, entre US\$ 4 e US\$ 12 por milhão de BTU nos EUA.

No entanto, para prospectar os potenciais impactos do *shale gas* e *shale oil* nos mercados de energia e na geopolítica, mais importante que acertar os preços em um determinado momento no futuro é identificar as macrotendências derivadas de um cenário em que a exploração das reservas em folhelhos avance em outros países além dos Estados Unidos.

Potenciais impactos no mercado de petróleo e gás

Os mercados de petróleo e gás têm características diferentes. Enquanto o de petróleo se comporta cada vez mais como um mercado de *commodities*, o de gás natural é majoritariamente regional. A maior parte do gás é transacionada dentro de regiões. Apenas 10% do gás natural são transportados para mercados distantes por barcos ou grandes gasodutos.

As consequências mais imediatas de um continuado aumento da produção nos folhelhos devem ocorrer no mercado de gás. Estima-se que em 2035 cerca de metade do gás produzido nos EUA poderá vir das áreas de *shale*, o que manteria os preços nos patamares atuais. A firma de consultoria McKinsey avalia que mesmo que todas as plantas de exportação planejadas sejam construídas, tomando os Estados Unidos o maior exportador de gás natural do mundo, os preços internos não devem ultrapassar US\$ 6 por milhão de BTU por muito tempo. Somente um banimento ou a imposição de restrições ao *fracking* poderia mudar este quadro.

Em outros mercados, como o europeu e o asiático, o efeito da redução do preço do gás nos EUA ainda não se fez notar. Na Europa e na Ásia, contratos são atrelados ao petróleo ou a outros marcadores que não sofreram uma redução similar. Os preços chegam a superar US\$ 15 por milhão de BTU.

Os produtores americanos devem buscar arbitrar a diferença de preços entre os mercados domésticos e os internacionais, fortalecendo o comércio de gás natural liquefeito no futuro próximo. Mesmo assim, os custos de liquefação, transporte e regasificação, da ordem de US\$ 3 por milhão de BTU, devem continuar sendo responsáveis pela manutenção de diferenças significativas de preço entre as distintas regiões do planeta.

Se o aumento das exportações dos Estados Unidos for acompanhado pelo desenvolvimento das reservas de *shale gas* de países como a China, o Brasil, a Argentina ou a Rússia os reflexos poderiam ser bem maiores. Os preços ficariam menos atrelados aos do petróleo. A diminuição das distâncias reduziria o custo de transporte do gás natural liquefeito e levaria ao estabelecimento de preços potencialmente mais baixos. Mais próximos do custo de extração de *shale gas* em cada região. Custo que hoje está na casa dos US\$ 8 a US\$ 9 por milhão de BTU na Arábia Saudita, por exemplo, e que pode cair com o aumento da eficiência da perfuração e das operações de *fracking*.

Até recentemente, os preços do petróleo eram ditados pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP). À medida que as fontes de oferta foram se diversificando, o mercado do petróleo foi se convertendo gradualmente em um mercado de *commodities* submetido às regras de oferta e demanda, com preços determinados pelo custo marginal de produção (custo do último barril vendido), pela disponibilidade de infraestrutura e pela existência de substitutos.

Anos atrás o xequê saudita Ahmed Zaki Yamani cunhou uma frase que se tornou célebre: "A idade da pedra não terminou por falta de pedras e a idade do petróleo não terminará por falta de petróleo". Ainda não vimos o fim da era do petróleo. Vivemos o fim da época do petróleo barato, decretado pelo aumento do consumo e pela necessidade de produzir em áreas de custo mais elevado.

Dados os estímulos econômicos existentes, a atividade de perfuração deve continuar crescendo nos EUA, especialmente em áreas de *shale oil*, em reservatórios *tight* e em campos maduros revitalizados pelo uso do *fracking* e da perfuração horizontal. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), em 2015, os Estados Unidos devem-se converter no maior produtor mundial de hidrocarbonetos, superando a Rússia e a Arábia Saudita. Até 2020, a produção de petróleo e líquidos de gás natural deve crescer oito milhões de barris por dia, levando os Estados Unidos e o Canadá à autossuficiência. Este aumento de oferta deve manter o preço do petróleo relativamente estável na casa dos US\$ 90 a US\$ 110 por barril nos próximos anos.

No longo prazo, uma maior oferta de *shale oil*, associada à produção de novas reservas convencionais no Brasil, no Canadá, na África e em outras áreas, à normalização da extração no Iraque e ao retorno pleno do Irã aos mercados internacionais, poderia forçar uma diminuição dos preços. No entanto uma redução forte parece improvável. Os custos marginais de produção do petróleo convencional são substancialmente mais baixos que os custos atuais do *shale oil* nos Estados Unidos. Custos que somente serão reduzidos significativamente por grandes aperfeiçoamentos no uso das técnicas de extração ou através de novos desenvolvimentos tecnológicos.

O preço do petróleo, neste cenário, teria como base o custo do abundante *shale oil*.

Custo acima do qual não deveria ficar por um longo período, pois haveria um aumento da produção. Teria também um piso no custo marginal do óleo convencional. Preço abaixo do qual não poderia permanecer muito tempo sem provocar uma redução da oferta.

Caso haja um aumento da extração de *shale gas* nos EUA, na China e em outros países, os preços de gás tendem a cair nas diferentes regiões do globo. Ocorrendo um aumento da produção global de petróleo em folhelhos, os preços devem flutuar em torno do custo de extração do *shale oil*, tendo o custo marginal de produção do petróleo convencional como piso. Um cenário com estas características teria implicações econômicas, ambientais e geopolíticas relevantes.

Principais implicações do aumento da produção

Com preços de gás natural mais baixos, países importadores de gás seriam favorecidos. O uso do gás comprimido em veículos leves e de transporte de carga e de passageiros tende a crescer. Como o preço do carvão e das energias renováveis deve seguir referenciado aos dos hidrocarbonetos, o gás tomaria espaço do carvão na geração de energia. A energia elétrica ganharia participação no mercado de transporte. Em alguns anos, carros elétricos poderiam ficar mais atraentes economicamente que os veículos a gasolina. As emissões de gases efeito estufa diminuiriam.

A oferta de derivados do gás natural nos Estados Unidos deve continuar mudando o panorama da indústria petroquímica global. Produtores base etano nos EUA devem seguir se beneficiando de vantagens competitivas em relação a produtores base nafta no mundo todo. Os EUA devem aumentar suas exportações de polietileno e

outros petroquímicos, afetando fortemente a indústria europeia, que tem um custo de matéria-prima muito superior.

Os Estados Unidos, ajudados pela produção nos folhelhos, se tornariam independentes em energia em 2035, diminuindo fortemente ou até eliminando a dependência do petróleo importado. Os campos americanos de *shale oil* poderiam vir a substituir os do Oriente Médio como reserva mundial de produção.

Os países produtores de petróleo e gás perderiam participação no seu principal mercado. O mesmo poderia ocorrer em relação à China, se aquele país também reduzisse suas importações.

Um aumento da oferta de hidrocarbonetos em países como os EUA, a China e o Brasil reduziria a dependência mundial de poucos grandes produtores. As disputas e tensões em regiões como o Oriente Médio diminuiriam, com reflexos na segurança global. A criação de novos polos industriais e o surgimento de potências econômicas regionais seriam favorecidos.

Os Estados Unidos seriam beneficiados. Os custos fiscais da garantia da segurança energética seriam menores. Ao reduzir a dependência de fontes de energia importadas, a China também teria vantagens.

O Brasil estaria em uma situação particularmente favorável. Poderia seguir desenvolvendo suas imensas e produtivas reservas convencionais de hidrocarbonetos no mar e aproveitar seu grande potencial terrestre nos folhelhos. No médio prazo, o aumento substancial da oferta de energia e de insumos permitiria impulsionar a indústria química e as empresas intensivas em energia, reduzindo ou até eliminando o diferencial de competitividade hoje existente com a América do Norte e outras regiões.

A Argentina, que necessita reverter o crescente déficit energético, avançando no desenvolvimento do seu grande potencial, reduziria as importações de gás natural

liquefeito e continuaria postergando a construção de um novo gasoduto com a Bolívia.

Os países do Oriente Médio já se preparam para a concorrência do petróleo e gás dos folhelhos. Começam a diversificar os destinos das exportações. Suas empresas nacionais de petróleo vêm comprando participação em refinarias nos EUA. Estão desenvolvendo tecnologia para explorar suas próprias reservas em folhelhos. Planejam usar o *shale gas* para geração elétrica, reservando o petróleo para exportação. Também estudam construir refinarias e plantas petroquímicas integradas, desenvolvendo um uso alternativo para o petróleo, gerando empregos e diversificando os produtos produzidos.

Conclusão

Quando se discute o mercado de petróleo, a teoria do *Peak Oil*, o momento de máxima produção, sempre causa polêmica. Alguns analistas defendem que já ocorreu. Outros alegam que ainda está por vir.

No passado, não faltaram especulações de que os preços seriam cada vez maiores, tendo ficado conhecida a previsão de um banco de investimentos, antes da crise de 2008, de que o preço do petróleo poderia superar US\$ 200 por barril em menos de dois anos.

O que se viu foi o contrário. A crise trouxe os preços para baixo. O advento do *shale oil* ajudou a estabilizar os preços quando a economia voltou a se recuperar.

Atualmente acompanhamos o crescimento da importância do gás natural, o

forte aumento da oferta americana de petróleo de folhelhos e o início da disseminação das práticas de extração de *shale oil* e *shale gas* em outras regiões do planeta. Se nenhuma questão ambiental ou técnica for capaz de frear o crescimento da produção em folhelhos, podemos ver outra quebra de expectativa: o fim do petróleo caro.

A extração em folhelhos atuaria como um fator mitigador de futuros choques de preço. A discussão sobre o *Peak Oil* perderia relevância. O aumento da participação do gás e de fontes de origem renovável na matriz energética mundial aconteceria de forma mais suave, permitindo o fim da era do petróleo antes que o petróleo, confirmando a profecia de Yamani, acabasse. Possibilitaria a transição gradual para um mundo menos dependente do petróleo sem a ocorrência dos fortes choques de preço que tanto prejudicaram o crescimento econômico no passado. Um cenário benigno para a economia global e nada improvável, pois outra consequência do fenômeno *shale* foi, como disse John Maynard Keynes, a liberação do espírito animal dos empresários da área de exploração de petróleo e gás. Seus pesados investimentos em busca do atraente retorno econômico proporcionado pela extração em folhelhos foram responsáveis pelos aumentos contínuos da oferta nos EUA. Investimentos que também podem aumentar a produção global de hidrocarbonetos, provando uma vez mais que o empreendedorismo e a tecnologia nunca deixam de surpreender e de ajudar a escrever a história.

Dezembro de 2013



Cómo será el futuro de los grandes gasoductos

A comienzos de la era del petróleo, el gas natural era un producto indeseado. Encontrar un pozo de gas equivalía a obtener un pozo seco que era prontamente abandonado. Sin embargo, el gas natural se convirtió en una fuente confiable de energía, más barata e importante en los últimos tiempos y más limpia.

por Medios

Enviar Imprimir

A comienzos de la era del petróleo, el gas natural era un producto indeseado. Encontrar un pozo de gas equivalía a obtener un pozo seco que era prontamente abandonado. Sin embargo, el gas natural se convirtió en una fuente confiable de energía, más barata e importante en los últimos tiempos y más limpia. Esto hizo que fuera transportado a distancias cada vez más lejanas. Como, a diferencia del petróleo, el gas no se puede almacenar o transportar en barriles, los gasoductos fueron cada vez más necesarios.

En nuestra región, los gasoductos fueron construidos en los años 70 y 80 entre Bolivia y Argentina, Bolivia y Brasil, Argentina y Chile, Uruguay y Brasil.

Los gasoductos permitían la conexión de fuentes de suministro en el interior del continente, como Neuquén, el noroeste argentino y el sur de Bolivia, hacia los principales mercados consumidores de la región, ubicados en los litorales del Atlántico y del Pacífico.

Así, los planes para incrementar la integración energética pasaban por la construcción de más gasoductos, ya sea ampliando la conexión de Bolivia con Argentina y Brasil o bien, cerrando el anillo energético del Cono Sur vía Uruguayana y Porto Alegre con otro gasoducto. También se pensó en la conexión de las reservas de Perú con las del sur del continente, atravesando Chile o Bolivia. Se imaginó, incluso, la vinculación de las reservas de Venezuela con Brasil, Uruguay, Argentina y Paraguay.

Pero una nueva tecnología alternativa a los gasoductos, el gas natural licuado (GNL), se hizo cada día más viable al funcionar como un gasoducto flotante. En el GNL, el gas natural es transportado por gasoductos desde la zona productora hasta una planta ubicada en el litoral, donde es comprimido hasta convertirse en líquido. Después, es almacenado y transportado por un barco a un puerto donde otra instalación permite su desembarco y regasificación. Ahí, nuevamente, entra en la red de gasoductos del local de destino.

Con la llegada del GNL, por primera vez, los grandes gasoductos dejaron de ser la única alternativa para transportar gas a largas distancias. El gasoducto necesita importantes inversiones antes de que se pueda transportar una sola molécula de gas; a la vez, no otorga flexibilidad pues conecta un punto fijo a otro. Por el contrario, el GNL la permite y trae ventajas claras. Se necesitan, eso sí, inversiones en las plantas de licuefacción y regasificación y en los barcos para transportarlo.

Los costos bajan aceleradamente. Ya hay barcos que operan como unidades de

regasificación. Estas innovaciones permitieron el desarrollo acelerado del uso del GNL en Sudamérica, incluso en Argentina, que rápidamente transformó una planta en Bahía Blanca para operar con GNL. Plantas de recepción de GNL también fueron construidas en Chile y Brasil. La primera consecuencia de esas inversiones fue la elasticidad en relación con las fuentes de suministro.

Las importaciones antes limitadas a la capacidad de los gasoductos de integración ahora se originan virtualmente desde cualquier rincón del planeta. Del lado de la oferta, plantas de licuefacción fueron construidas en Trinidad y Tobago. Otras están planeadas en Perú y Venezuela y, ahora, fruto de los recientes descubrimientos en el mar, también en Brasil.

Sin embargo, nuevos desarrollos tecnológicos se hacen realidad rápidamente. El más impactante es la instalación de plantas de licuefacción en barcos que, en la región, se están planeando en el litoral brasileño. Esta innovación traerá la flexibilidad definitiva. El gas podrá ser producido en yacimientos marítimos, transformado en líquido, transportado y convertido nuevamente en gas en barcos, sin pasar por gasoductos. Un productor podrá venderlo virtualmente en cualquier mercado. Y el comprador tendrá acceso a innumerables fuentes de suministro.

El GNL será en el futuro el principal instrumento para el transporte de gas a largas distancias. Vivimos el ocaso de los grandes gasoductos como único medio para la venta de gas a largas distancias. Las ventajas competitivas del GNL permitirán que sea utilizado como una importante herramienta complementaria a la red de gasoductos. El desarrollo tecnológico trae sorpresas que nos facilitan la vida. Y el desarrollo del GNL es una de ellas.

Por Decio Oddone. CEO de Petrobras Energía.

Fuente: Diario Perfil

¿Qué te pareció la nota?



No me gustó

Me gustó 5/10

ARGUMENTAÇÃO

Declaro possuir a experiência profissional necessária para exercer o cargo de Diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis conforme documentos anexos.

Rio de Janeiro, 08 de dezembro de 2016.



Décio FABRICIO ODDONE DA COSTA

CREA-RS 52915D

DECLARAÇÃO DE REGULARIDADE FISCAL

Declaro que estou em situação fiscal regular sem qualquer débito no âmbito federal, estadual e municipal, de que tenho conhecimento.

Rio de Janeiro, 08 de dezembro de 2016.



DÉCIO FABRICIO/ODDONE DA COSTA

CPF 449112110-91