

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

Destaque (em vermelho) : Matérias que citam o ministro Wellington Moreira Franco ou o MME:

Sumário

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	3
Título: O prejuízo que o PT causou	3
Título: Ex-ministro acusa amigo de Marinho	4
Título: Indicação de Jorge Zelada é atribuída a Temer e Cunha	5
Título: Campanhas de Dilma custaram R\$ 1,4 bi, diz delator	6
Título: Réu recebe R\$ 2,1 mi de campanha de Haddad	8
VEÍCULO: Correio Braziliense	9
Título: Preço médio da gasolina sobe	9
Título: A faxina da Shell	11
VEÍCULO: Valor Econômico	11
Título: Ministério demonstra preocupação com abastecimento de energia neste ano	11
Título: Consumo de combustível sobe pelo 3º mês	12
Título: Rodada mostra acerto de nova política para o petróleo	13
Título: Destaques	15
Título: Queiroz Galvão faz nova tentativa de renegociar dívida	15
Título: Governo paulista adia leilão da Cesp para 19 de outubro	17
Título: Raízen assume rede de postos e refinaria da Shell na Argentina	19
Título: Portuguesa Galp aguarda leilão da cessão onerosa	21
Título: Em crise, americana GE põe forasteiro no comando	23
Título: Vitol fecha acordo para comprar 50% da Rodoil	24
Título: Potencial de retomada	25
Título: Governo busca saídas para liberar o mercado	27
Título: Leilão poderia impulsionar mais negócios	29

Título: ANP reduz cobrança de royalties sobre produção de campo maduro	30
Título: Analistas criticam resolução relacionada a fórmula de preços	31
Título: Estabilidade nas normas reforça o interesse pelo setor.....	33
Título: Fornecedores estão mais integrados.....	34
Título: Ásia deve ser destino prioritário e risco no Oriente Médio continua	35
Título: Inovação é chave para entrar na cadeia global	37
Título: Processo de abertura do mercado de gás é lento	39
Título: Logística pode travar mercado de biocombustíveis	40
Título: Biocombustíveis e energias renováveis atraem negócios	42
Título: Atraso nas licenças ambientais pode ter custo de US\$ 14 bilhões.....	43
Título: Petrobras planeja investir R\$ 3 bi em pesquisa até 2022	45
Título: Mulheres têm presença limitada em cargos de chefia.....	46
Título: Indústria busca maior equilíbrio de gênero nos postos de comando	48
Título: Próximo governo terá de enfrentar desafios do setor	50
Título: Mudança cultural é decisiva para sucesso do compliance no país.....	51
Título: Política de conteúdo local deve focar em P&D.....	53
Título: Estrutura do Ibama precisa ser repensada	54
Título: BR Distribuidora quer triplicar venda em posto	55
Título: Transformação digital avança no setor.....	56
Título: IA e robótica mudam operações de upstream	57

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Data: 02/10/2018****Seção: Notas e Informações****Autor:****Título: O prejuízo que o PT causou**

Recentemente a Petrobrás anunciou a realização de novos acordos nos Estados Unidos – desta vez com o Departamento de Justiça Americano (DOJ, na sigla original) e com órgão regulador do mercado de capitais, a Securities & Exchange Commission (SEC) – relativos aos crimes ocorridos na estatal quando o PT estava no governo federal. A negociação envolve desembolso de recursos nos Estados Unidos e no Brasil, num total de US\$ 853 milhões. Em março deste ano, a Petrobrás havia feito um acordo de US\$ 2,95 bilhões para encerrar uma ação coletiva movida por investidores nos Estados Unidos. Já foram realizados dois pagamentos de US\$ 983 milhões cada um. A terceira parcela deverá ser paga em janeiro de 2019. Na ocasião, a empresa informou que o acordo se destinava a resolver “todas as demandas pendentes e eventuais de adquirentes de valores mobiliários da Petrobrás nos Estados Unidos e de adquirentes de valores mobiliários da Petrobrás listados naquele país ou que tenham sido liquidados através da Depository Trust Company”. Os acordos agora anunciados se referem a investigações das autoridades norte-americanas a respeito de crimes ocorridos entre 2003 e 2012.

Por atuar no mercado acionário norte-americano, a Petrobrás está submetida à legislação dos EUA. A empresa reconheceu falhas em controles internos e registros contábeis, que permitiram um enorme esquema de fraudes, subornos e corrupção por parte de ex-diretores e ex-executivos da companhia. Com os acordos, as autoridades americanas encerram as investigações e abrem mão de processar judicialmente a Petrobrás, que terá de pagar nos Estados Unidos US\$ 85,3 milhões ao DOJ e US\$ 85,3 milhões à SEC. “Os acordos atendem aos melhores interesses da Petrobrás e de seus acionistas e põem fim a incertezas, ônus e custos associados a potenciais litígios nos Estados Unidos”, informou a Petrobrás. Os acordos também preveem a destinação de US\$ 682,6 milhões para um fundo social a ser criado no Brasil. Os recursos servirão para financiar programas sociais e educativos relacionados à cidadania, à integridade no setor público e à transparência. Parte dessa quantia também poderá servir para ressarcir investidores do mercado acionário brasileiro.

As regras de funcionamento desse fundo social ainda serão acertadas em um Termo de Ajustamento de Conduta (TAC), a ser firmado pela Petrobrás com o Ministério Público Federal (MPF). Neste acordo, “a Petrobrás reconhecerá que executivos da empresa envolvidos no esquema de corrupção desvelado pela

Operação Lava Jato falharam dolosamente em implementar os controles internos contábeis e financeiros da companhia para facilitar o pagamento de propinas a políticos e partidos políticos brasileiros”, informou o MPF. Os acordos com o DOJ e a SEC são mais um passo na empreitada de limpar o histórico de malfeitos da era petista. A respeito desse período, há ainda processos judiciais contra a Petrobrás na Argentina, na Holanda e no Brasil. As autoridades americanas reconheceram que, nos últimos anos, a Petrobrás evoluiu em seus controles internos e nos programas de compliance e de anticorrupção.

Ao mesmo tempo, elas sabem que, para a continuidade no bom caminho, é imprescindível manter longe da empresa quem cometeu ou permitiu que fossem cometidos os crimes que depauperaram a estatal. Por exemplo, no acordo com o DOJ, a Petrobrás comprometeu-se a não manter em seus quadros nenhum dos diretores envolvidos nas fraudes e nos atos de corrupção ocorridos entre 2003 e 2012. A experiência da Petrobrás sob o jugo do PT deve servir de alerta. O partido de Lula quase destruiu a estatal e remover essa herança maldita vem custando muito dinheiro. Não faz nenhum sentido possibilitar a repetição de escândalos como o da Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco, ou o do Comperj, no Rio de Janeiro. O País e a Petrobrás precisam andar para a frente – não para trás.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Data: 02/10/2018

Seção: Política

Autor: Fabio Leite

Título: Ex-ministro acusa amigo de Marinho

O sindicalista Wilson Santarosa, ex-gerente executivo de Comunicação Institucional da Petrobrás, operou um esquema que desviava cerca de 3% dos valores dos contratos de publicidade e marketing da estatal para o PT, segundo o ex-ministro Antonio Palocci. A acusação foi feita em delação premiada cujo trecho foi divulgado ontem pela Polícia Federal. Santarosa é amigo do ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva e, segundo Palocci, era ligado ao também sindicalista e atual candidato do PT ao governo de São Paulo, Luiz Marinho, e ao ex-prefeito de Campinas e ex-presidente do Sindicatos dos Petroleiros Jacó Bittar. Santarosa comandou o setor de publicidade da Petrobrás entre 2003, primeiro ano do primeiro governo Lula, e março de 2015, início do segundo mandato de Dilma Rousseff.

O depoimento foi concedido em 13 de abril. Apenas o primeiro termo da delação premiada teve o sigilo levantado pelo juiz Sérgio Moro. O ex-ministro

está preso em Curitiba desde setembro de 2016 e já foi condenado a 12 anos e 2 meses de prisão por corrupção passiva e lavagem de dinheiro. Segundo Palocci, os recursos desviados dos contratos de publicidade da Petrobrás eram repassados aos tesoureiros do PT, como Delúbio Soares e João Vaccari. Aos investigadores, o ex-ministro disse acreditar que Santarosa direcionava os recursos ilícitos para o partido, sem ficar com parte do dinheiro para si.

O ex-gerente era responsável pela verba de patrocínio e publicidade da estatal, cujo orçamento era superior a R\$ 1 bilhão, e também ocupou a presidência do Conselho Deliberativo da Petros, fundo de previdência da estatal. Santarosa já foi acusado de envolvimento em um esquema de fabricação de dossiês contra políticos tucanos, nas eleições de 2006. A distribuição de patrocínios da estatal também foi questionada em relatório da Controladoria-Geral da União (CGU) de 2009. O texto indicava irregularidades no repasse a ONGs e favorecimento partidário. Em nota, a assessoria de Marinho disse que ele conhece Santarosa, mas que “nunca o indicou a cargo na Petrobrás ou a qualquer outro”. A reportagem não conseguiu localizar Santarosa e Bittar.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Data: 02/10/2018

Seção: Política

Autor:

Título: Indicação de Jorge Zelada é atribuída a Temer e Cunha

Diretor ligado ao MDB coordenava área que cobrou 5% de propina sobre contrato de R\$ 800 milhões

O presidente Michel Temer, os ex-presidentes da Câmara dos Deputados Henrique Eduardo Alves (MDB-RN) e Eduardo Cunha (MDB-RJ) e o ex-deputado Fernando Diniz (MDB-MG) indicaram a nomeação à Petrobrás, em 2008, de Jorge Zelada para a Diretoria Internacional, segundo afirmou o ex-ministro Antonio Palocci, em delação premiada. Preso na Operação Lava Jato, Zelada devolveu R\$ 56 milhões à Petrobrás. A indicação dos emedebistas foi feita ao ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva, de acordo com o ex-ministro da Fazenda e da Casa Civil. Palocci afirmou que Diniz, então parlamentar do PMDB, “exigiu” a Diretoria Internacional da estatal petrolífera.

Disse, ainda, que Diniz era “notadamente corrupto”. O ex-deputado morreu em 2009. Segundo o ex-ministro, “inicialmente houve a recusa da nomeação de João Henriques”, lobista investigado por supostamente operar repasses ao MDB no esquema alvo da Lava Jato. Palocci alegou então que Diniz, então líder da bancada do PMDB mineiro, com apoio Henrique Eduardo Alves, Eduardo Cunha

e Temer, “consegue fazer Lula nomear Jorge Zelada para a diretoria”. Palocci afirmou também na colaboração que “houve pressão do PMDB pela nomeação de diretor da área internacional da Petrobrás, com episódios de trancamento da pauta do Congresso, por exemplo”.

O ex-ministro disse em seu acordo de delação que “pode exemplificar que o PMDB, ao ocupar a Diretoria Internacional da Petrobrás, tratou de promover a celebração de um contrato de SMS na área internacional com a Odebrecht com larga margem para propina, a qual alcançava cerca de 5% do valor total de US\$ 800 milhões, ou seja, US\$ 40 milhões”. O ex-ministro declarou ainda que “o contrato, tamanha a ilicitude revestida nele, teve logo seu valor revisado e reduzido de 800 para 300 milhões”. Contrato. O contrato PAC SMS, no valor de US\$ 825 milhões, era referente à manutenção de ativos sucateados da estatal em nove países, entre eles a refinaria de Pasadena, no Texas, Estados Unidos.

O ex-presidente da Odebrecht Engenharia Industrial Márcio Faria da Silva, que também fez delação premiada, disse que o encontro se deu no escritório político de Temer, em São Paulo, em 15 de julho daquele ano. Faria disse que se surpreendeu com a forma com que se tratou de propina. A assessoria do governo Temer afirmou que, “conforme esclarecido anteriormente, a indicação de Jorge Zelada foi do PMDB (hoje MDB) de Minas Gerais, e não houve participação do presidente Michel Temer na escolha do nome”. As defesas de Zelada, Henrique Alves e Eduardo Cunha não responderam até a conclusão desta edição. / L.V., R.B., J.A. e F.M.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Data: 02/10/2018

Seção: Política

Autor: Ricardo Brandt Julia Affonso Fausto Macedo Luiz Vassallo

Título: Campanhas de Dilma custaram R\$ 1,4 bi, diz delator

Palocci afirma que Lula pediu a Gabrielli, ex-presidente da Petrobrás, a construção de sondas para gerar recursos para candidaturas em 2010

As campanhas presidenciais de Dilma Rousseff em 2010 e 2014 custaram R\$ 600 milhões e R\$ 800 milhões, segundo delação premiada do exministro Antonio Palocci. O valor de R\$ 1,4 bilhão supera em 2,7 vezes o declarado ao Tribunal Superior Eleitoral. O gasto oficial informado para a disputa de 2010 foi de R\$ 153 milhões e para a 2014, R\$ 350 milhões. Palocci afirmou que, em uma reunião em janeiro de 2010, o ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva solicitou ao então presidente da Petrobrás, José Sérgio Gabrielli, a construção de sondas para garantir recursos para a campanha de Dilma, que era a ministra da Casa

Civil. Na delação, feita em 13 de abril, cujos trechos foram divulgados ontem, Palocci, ex-ministro da Fazenda de Lula e ex-chefe da Casa Civil de Dilma, atribui ao ex-presidente envolvimento em um esquema de loteamento de cargos estratégicos na Petrobrás.

Na época da reunião, Palocci era deputado federal. “O então presidente da República foi expresso ao solicitar do então presidente da Petrobrás que encomendasse a construção de 40 sondas para garantir o futuro político do país e do Partido dos Trabalhadores com a eleição de Dilma Rousseff, produzindo-se os navios para exploração do pré-sal e recursos para a campanha que se aproximava”, registra o Termo 01 da delação premiada de Palocci. Preso e condenado a 12 anos e um mês de pena na Operação Lava Jato, Lula teria orientado Palocci a ser o responsável pelo gerenciamento dos recursos. “Na mesma reunião, afirmou que caberia ao colaborador (Palocci) gerenciar os recursos ilícitos que seriam gerados e o seu devido emprego na campanha de Dilma Rousseff para a Presidência da República.” Palocci dá peso especial ao encontro com Lula, Dilma e Gabrielli. “Foi a primeira reunião realizada por Luiz Inácio Lula da Silva em que explicitamente tratou da arrecadação de valores a partir de grandes contratos da Petrobrás”, registra o Termo 01.

“Havia um interesse social e um interesse corrupto com a nacionalização e desenvolvimento do projeto do pré-sal”, sustentou Palocci. O termo – são dezenas ainda sob sigilo – foi anexado ao processo penal contra Lula aberto pelo juiz federal Sérgio Moro, de propinas da Odebrecht na compra de um terreno para o Instituto Lula, em São Paulo, e do apartamento usado por ele em São Bernardo do Campo. Dilma. A delação de Palocci descreve um cenário no qual governos do PT uniram um cartel de empreiteiras, que fatiou as obras de refinarias. Em outros capítulos ainda não públicos, a delação premiada homologada pelo Tribunal Regional Federal da 4.^a Região (TRF-4), a segunda instância da Lava Jato de Curitiba, aponta o financiamento e criação da empresa Sete Brasil, em 2010, a intermediária privada da Petrobrás para a contratação de estaleiros para construção e operação dos navios-sonda para exploração do petróleo da camada de pré-sal.

O negócio de US\$ 22 bilhões teria envolvido propina de 1% para o PT e demais envolvidos. Seguindo a política de nacionalização da indústria nas construções e reformas de refinarias – lançada no primeiro governo Lula (2003-2006), a produção naval voltada ao petróleo com conteúdo nacional reservou 70% dos negócios para empreiteiras, que se associaram às multinacionais como Mitsui, Kepell Fels, que detinham a expertise industrial. Segundo o delator, Lula teria exigido que os recursos para o PT fossem pagos pelas empresas nacionais. Os estaleiros contratados pela Sete Brasil foram o Estaleiro Atlântico Sul (EAS), o Brasfels, o Estaleiro Rio Grande, o Enseada Paraguaçu e o Jurong Aracruz.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Data: 02/10/2018****Seção: Política****Autor: Luiz Vassallo****Título: Réu recebe R\$ 2,1 mi de campanha de Haddad**

Acusado na Lava Jato, Favieri é sócio de empresa que presta serviços à candidatura

Giovane Favieri, réu por suposta lavagem de dinheiro na Lava Jato, e Valdemir Garreta, colaborador no Peru em investigação sobre caixa 2 da Odebrecht, receberam R\$ 2,1 milhões da campanha de Fernando Haddad (PT) à Presidência da República. Sócios na empresa Rental, eles locaram equipamentos e estrutura de gravações à candidatura do petista, em despesa datada da terça-feira passada, segundo dados do Tribunal Superior Eleitoral (TSE). Favieri foi denunciado na Lava Jato em outubro de 2016. Enquanto prestador de serviços de produção de vídeos à campanha do ex-prefeito de Campinas Dr. Hélio (PDT), em 2004, ele é acusado de ser receptor de parte de empréstimo fraudulento contraído pelo pecuarista José Carlos Bumlai, junto ao Banco Schahin, naquele ano. Segundo a acusação, Bumlai, que é amigo do ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva, contraiu R\$ 12 milhões junto à instituição financeira cujo grupo controlador tinha contratos com a Petrobrás. O valor teria sido abatido de forma fraudulenta.

Em depoimento, Bumlai e delatores do grupo Schahin admitiram o suposto crime. O pecuarista foi condenado pelo juiz federal Sérgio Moro a 9 anos e 10 meses de prisão por gestão fraudulenta de instituição financeira e corrupção. Segundo a Lava Jato, em troca do empréstimo, o Grupo Schahin foi favorecido por um contrato de US\$ 1,6 bilhão sem licitação com a Petrobrás, em 2009, para operar o navio sonda Vitória 10.000. O caso se desmembrou em duas ações. Uma se refere à parte dos valores que teriam sido repassados por Bumlai ao empresário Ronan Maria Pinto. Em outra, é acusado o suposto uso do dinheiro do empréstimo para bancar dívidas de campanha que elegeu Dr. Hélio, em Campinas, em 2004. O montante teria sido repassado por Bumlai ao grupo Bertin, que, de maneira dissimulada, repassou R\$ 3,9 milhões a Favieri, segundo a Procuradoria.

O pagamento teria servido para quitar uma dívida de campanha de Dr. Hélio, que foi apoiado pelo PT no segundo turno. Segundo a denúncia, a ordem para abastecer o candidato do PDT teria partido de Delúbio Soares, então tesoureiro petista, também condenado na Lava Jato. Dr. Hélio, Favieri, executivos do grupo Bertin e Delúbio viraram réus em outubro de 2016. Em agosto deste ano, a ação

recebeu o compartilhamento de mais provas, que envolvem a delação do casal de marqueteiros João Santana e Mônica Moura. Em colaboração com as autoridades, Mônica afirmou que recebeu pelo menos R\$ 800 mil “por fora” de Favieri para ajudar na campanha de Hélio. Em outro inquérito, que tramita na Justiça Federal de São Paulo, Mônica e Santana também admitiram que, em 2012, houve suposto caixa 2 de R\$ 20 milhões na campanha de Haddad. Eles disseram, em depoimento à PF, que foram pagos diretamente pela Odebrecht em contas na Suíça pela campanha do ex-prefeito.

Esta não é a primeira vez que Favieri presta serviços a Haddad. Em 2016, ele foi o maior receptor das despesas eleitorais – cadastradas no TSE – da candidatura do petista à Prefeitura de São Paulo, por meio da empresa F5BI, que recebeu R\$ 3,5 milhões, o equivalente a 22% dos gastos da campanha. Segundo a prestação parcial de contas, nesta eleição, o gasto com a empresa de Favieri e Garreta chega a 63% do total de despesas – que atingiu R\$ 3,3 milhões – para a candidatura do petista. Em agosto, sua empresa Rental Locação de Bens admitiu como sócio Valdemir Garreta, que foi responsável por coordenar os trabalhos de publicidade de candidaturas como a do ex-ministro Alexandre Padilha (PT), em 2014, ao governo de São Paulo.

Peru. Em acordo com autoridades peruanas que ainda permanece em sigilo, Garreta disse ter recebido da Odebrecht US\$ 700 mil para conduzir a campanha de 2011 do ex-presidente peruano Ollanta Humala (2011-2016). Delatores da empreiteira, entre eles, Marcelo Odebrecht, dizem ter feito repasse de R\$ 3 milhões à campanha de Humala a pedido do ex-ministro Antonio Palocci, em 2011. Em colaboração com as autoridades peruanas, Garreta disse desconhecer o envolvimento de Palocci, mas confirmou ter recebido diretamente da Odebrecht para a campanha de Humala. Humala chegou a ser preso em julho de 2017, mas foi solto em abril. Segundo as investigações naquele país, Humala e a ex-primeira-dama Nadine Heredia são acusados de terem recebido dinheiro ilícito da Venezuela e da empreiteira Odebrecht para as campanhas presidenciais de 2006 e 2011 – a empresa afirma que colabora com as investigações.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Data: 02/10/2018

Seção: Economia

Autor: Alessandra Paulino

Título: Preço médio da gasolina sobe

As notícias não são nada boas para os motoristas que abastecem com gasolina. Segundo os dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e

Biocombustíveis (ANP), mais uma vez o valor médio do combustível aumentou nos postos brasileiros. O preço da gasolina subiu em 24 estados brasileiros e no Distrito Federal na semana passada.

Na média nacional, o preço aumentou 0,95% entre as duas últimas semanas, de R\$ 4,652 para R\$ 4,696. Em São Paulo, estado considerado o maior consumidor do país, o litro subiu 1,4% na semana passada, indo de R\$ 4,414 para R\$ 4,476 em média. Em Minas Gerais, o combustível saiu de R\$ 4,931 para R\$ 4,956, alta de 0,51%. E, no Distrito Federal, houve um aumento de 2,10%, com o valor médio subindo de R\$ 4,758 para R\$ 4,858.

De acordo com o professor de economia da Universidade de Brasília (UnB) Cesar Bergo, não existe, de fato, uma justificativa para o aumento desenfreado da gasolina no país. “Não há uma explicação para esse aumento. Já tem algum tempo que o combustível não sofre reajuste nas refinarias e até o dólar parou de aumentar”, explicou ele. “A única opção é que está havendo a formação de cartel, que impede a dinâmica de preços”, acrescentou.

Para a vice-presidente da Associação Brasileira de Defesa do Consumidor (Proteste) outro fator que influencia os aumentos é a falta de transparência na precificação, que acaba deixando o consumidor desinformado. “A gasolina está subindo e a gente não sabe de onde vem esse aumento. O consumidor não entende a periodicidade do reajuste e são informações que deveriam ser divulgadas” afirmou.

Segundo o analista de sistemas Rodrigo Mateus, 36 anos, com o valor da gasolina chegando a R\$ 5 no DF, o jeito foi aposentar o carro. “Hoje em dia, só uso a motocicleta. Com isso, consigo reduzir os custos do combustível a 50%. Enquanto, antes, gastava R\$ 500 com o carro, agora, gasto em torno de R\$ 250”, contou. No entanto, mesmo gastando menos, o analista não está nada satisfeito com o valor do combustível. “Estamos vendo reajustes quase que diariamente e isso não é justo para o brasileiro que tem o salário reajustado apenas uma vez ao ano”, criticou.

De acordo com a vice-presidente da Proteste ainda há como o consumidor economizar e se defender das práticas abusivas dos postos de combustíveis. “A melhor coisa a ser feita para conseguir economizar com combustível ainda é a pesquisa de preços”, aconselhou Maria Inês. “A prática é importante não só para o bolso do consumidor como também pode detectar fraude em relação a preços abusivos”, explicou.

Refinarias

Apesar do aumento do valor médio da gasolina na maioria dos estados

brasileiros, a Petrobras manteve inalterado, em R\$ 2,2159, o preço do litro do combustível, sem tributo, nas refinarias. O valor do diesel, que subiu 2,8% no domingo, também se manteve estável e permanece em R\$ 2,3606, conforme a tabela disponível no site da estatal.

*** Estagiária sob supervisão de Rozane Oliveira**

VEÍCULO: Correio Braziliense

Data: 02/10/2018

Seção: Negócios

Autor: Amauri Segalla

Título: A faxina da Shell

Mercado S/A

A Shell, gigante anglo-holandesa do petróleo e uma das grandes interessadas na exploração do pré-sal brasileiro, fará do Brasil uma plataforma de desenvolvimento de produtos de origem limpa, especialmente na área de biocombustíveis. Segundo o presidente da companhia no país, André Araújo, a indústria de óleo e gás ajudará a financiar a transição para fontes renováveis. Só no ano passado, a empresa investiu R\$ 170 milhões em pesquisas.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Brasil

Autor: Rafael Bitencourt | De Brasília

Título: Ministério demonstra preocupação com abastecimento de energia neste ano

O Ministério de Minas e Energia expôs ontem, em nota técnica publicada no site oficial, a preocupação das autoridades do setor elétrico com as condições de suprimento de energia elétrica do país até o fim do ano. O documento relata que o nível de água dos reservatórios das principais usinas hidrelétricas do Sudeste/Centro-Oeste pode retornar aos piores patamares das últimas décadas.

A preocupação foi manifestada em documentos publicados na consulta pública aberta ontem sobre a operação da Termelétrica Fortaleza, no Ceará. A usina cearense poderá ter a operação retomada, pelo prazo de 90 dias, para reforçar

o suprimento do país, em especial da região Nordeste. A geração deverá ser feita em caráter excepcional, pois seu funcionamento havia sido suspenso devido a impasse com a Petrobras sobre fornecimento de gás natural.

Sobre a situação do setor, o ministério trouxe a posição do Operador Nacional do Sistema (ONS) de que os principais reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste demonstram "claramente uma degradação na expectativa de armazenamento" e, "por consequência, aumento nos indicadores de riscos energéticos para o Sistema Interligado Nacional".

O ONS fez duas simulações do nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste para o final de novembro, quando encerra o período de estiagem. A primeira indica nível de armazenamento de 14,6% no final de novembro e a segunda, com parâmetros mais conservadores, aponta para 12,2%.

"Para os dois cenários estudados, o operador indica níveis esperados inferiores, àqueles verificados no ano hidrológico de 2014, quando ocorreu o pior armazenamento em novembro nos últimos 20 anos (15,8%) no subsistema Sudeste/Centro-Oeste", destacou o MME, em nota técnica que reproduz o posicionamento do ONS.

A consulta pública sobre a térmica Fortaleza será encerrada na próxima sexta-feira. Essa é uma das usinas do Programa Prioritário de Termoelectricidade (PPT), criado em 2000 para afastar o risco de apagão no fim do governo FHC. O programa fixou um preço de gás natural abaixo do praticado no mercado.

A térmica parou de funcionar quando a Petrobras resolveu suspender o suprimento do combustível por preferir arcar com multas do que assumir o prejuízo da venda de gás com preço subsidiado.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Brasil

Autor: André Ramalho | Do Rio

Título: Consumo de combustível sobe pelo 3º mês

Depois do forte impacto da greve dos caminhoneiros sobre o abastecimento nacional, em maio, o consumo de combustíveis tem dado sinais de recuperação nos últimos meses. As vendas cresceram 2% em agosto, ante igual período de 2017, para 12,35 bilhões de litros, o volume mais alto para o mês desde 2014, segundo a Agência Nacional de Petróleo (ANP). Foi o terceiro mês seguido de aumento na comparação interanual.

Após crescer 0,4% em 2017, o mercado brasileiro vinha registrando aumento de cerca de 2% em 2018, até que a greve dos caminhoneiros interrompeu a trajetória de alta. Depois de atingir em maio seu volume mais baixo para o mês desde 2010, o consumo voltou a se recuperar em junho, mas não o suficiente para anular o peso da paralisação. No acumulado dos oito primeiros meses do ano, a comercialização se mantém praticamente estável, com queda de 0,2%.

Tradicionalmente vinculado ao desempenho da economia, o mercado de diesel cresceu pelo terceiro mês seguido em agosto (3,9%, ante igual mês de 2017). Ao todo, foram vendidos em agosto 5,195 bilhões de litros de diesel, o maior nível para o mês desde 2014. No ano, a alta acumulada é de 1,5%.

Já a gasolina comum voltou a recuar em agosto (-13,7%) e acumula retração de 13,1% no ano. Impactados pelo aumento do câmbio e do petróleo, os preços do combustível vêm perdendo competitividade para o etanol. O consumo de álcool hidratado cresceu 48,9% em agosto e já aumentou 41,8% em 2018.

Ontem a ANP informou também que a produção nacional de petróleo caiu 2,1% em agosto, na comparação com o mesmo mês em 2017. Foram produzidos, em média, 2,522 milhões de barris por dia no mês retrasado.

A agência atribui a queda à parada programada da plataforma Cidade de Angra dos Reis, no campo de Lula. Já a produção de gás natural somou 106 milhões de metros cúbicos diários, redução de 8,3% em comparação ao mês anterior. A produção de petróleo e gás do país foi de 3,191 milhões de barris de óleo equivalente por dia, queda de 3,4% ante julho.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Opinião

Autor:

Título: Rodada mostra acerto de nova política para o petróleo

Uma boa surpresa no cenário nada auspicioso da economia brasileira é o aumento da arrecadação dos royalties do petróleo, que vem ajudando a reduzir o déficit das contas públicas e amenizando um pouco a penúria de alguns Estados, como o Rio de Janeiro. A perspectiva melhora após o bom resultado da 5ª Rodada do Pré-Sal, na semana passada. A entrada desses recursos confirma também o acerto da mudança da política para a exploração do petróleo implantada pela ex-presidente Dilma Rousseff, que limitava apenas à Petrobras o papel de operadora do pré-sal. A restrição constrangeu a produção durante

algum tempo, que ficou limitada à capacidade da empresa de investir em novos projetos, com repercussões ainda agora.

Dados disponíveis até agosto mostram que a arrecadação de royalties e participações especiais sobre a produção de petróleo e gás aumentou 62% na comparação com os primeiros oito meses de 2017. De acordo com a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), foram arrecadados R\$ 34,758 bilhões com essas duas contas nesse período, e o ano pode fechar perto do recorde de R\$ 35,6 bilhões registrado em 2014.

A arrecadação dos royalties pelo direito de exploração de petróleo e gás pago pelas petroleiras à União, Estados e municípios, e das participações especiais, adicional cobrado quando há grande produção ou rentabilidade, vem se recuperando desde 2017, quando atingiu cerca de R\$ 30 bilhões. O resultado sofre influência do preço internacional do petróleo, da cotação do câmbio e da produção nacional.

Nos anos de 2015 e 2016 despencou em função da queda da cotação do petróleo e também pela política da então presidente Dilma. Em 2017 e neste ano recupera-se basicamente impulsionada pela alta internacional do produto e, nos últimos meses, pela valorização do dólar. Há ainda um fundo especial relacionado à exploração do petróleo na camada pré-sal, que possui R\$ 1,7 bilhão, e é destinado a investimentos nas áreas de educação, infraestrutura social, saúde, programas de erradicação da miséria e da pobreza, meio ambiente e ciência e tecnologia.

Do total arrecadado em royalties e direitos especiais até agosto, a União ficou com R\$ 14,3 bilhões, ou 41,2%; os governos estaduais, com R\$ 12,2 bilhões, ou 35,2%; e os municípios, com R\$ 6,9 bilhões, o equivalente a 19,8%. Apenas o Rio abocanhou R\$ 8,9 bilhões, ou 72% do destinado aos Estados, seguido por São Paulo, com R\$ 1,5 bilhão, e Espírito Santo, com R\$ 1,3 bilhão. Entre os municípios, o maior beneficiado também é o Rio de Janeiro, com R\$ 4,2 bilhões, 62% do montante destinado às prefeituras. Graças a esses recursos, Niterói planeja quitar antecipadamente empréstimo da Caixa que venceria apenas em 2028, economizando recursos, e conseguiu rating elevado da Standard & Poor's.

As contas federais mostram que o aumento da receita com royalties também tem ajudado a reduzir o déficit público. Recentemente, o governo previu que o rombo deste ano será menor que os R\$ 159 bilhões esperados por conta de aumento das receitas, inclusive dos royalties do petróleo. Com a tendência de alta das cotações, a expectativa é que essa arrecadação continue em elevação. Mas o secretário do Tesouro, Mansueto Almeida, já alertou que Estados e municípios não devem usar essas receitas para bancar gastos correntes. Da mesma forma, devem ser vistas com cautela as propostas de seu uso para a

constituição de um fundo destinado a neutralizar as variações dos preços dos combustíveis.

As participações especiais, que incidem sobre os campos mais rentáveis, contribuíram com R\$ 20,7 bilhões para o total, mais do que os royalties propriamente ditos. Segundo especialistas, isso se deve à entrada em operação dos novos projetos no pré-sal, onde estão concentrados os campos de maior produtividade no país. Nesse sentido, pode-se esperar receitas maiores no futuro, depois do sucesso da 5ª Rodada, quando quatro áreas do pré-sal foram arrematadas. A rodada resultou na arrecadação imediata de R\$ 6,82 bilhões em bônus de assinatura. No período de um ano, foram realizados seis leilões que resultaram aquisição de 48 áreas marítimas e um total de R\$ 27,9 bilhões em bônus de assinatura canalizados para os cofres públicos.

O balanço é positivo. A aposta é que, qualquer seja o futuro presidente, não vai abrir mão dessa fonte de recursos fiscais, que ainda resulta em investimentos em exploração, compra de equipamentos e contratação de mão de obra, ajudando a movimentar a economia.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

Petróleo mais caro

Os preços do petróleo aceleraram o movimento de alta ontem e renovaram as máximas dos últimos quatro anos. O Brent com vencimento em dezembro subiu 2,7% na ICE Futures de Londres, para US\$ 84,98 o barril, enquanto o WTI para novembro avançou 2,8%, para US\$ 75,30, na Nymex. Os efeitos das sanções americanas ao Irã continuam pesando na confiança dos investidores. O banco alemão Commerzbank lembra que a China começou a reduzir suas importações de petróleo iraniano - o volume caiu 130 mil barris por dia em setembro.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Empresas

Autor: Silvia Rosa e Talita Moreira | De São Paulo

Título: Queiroz Galvão faz nova tentativa de renegociar dívida

Os bancos aumentaram a pressão sobre o grupo Queiroz Galvão numa renegociação de R\$ 10 bilhões em dívidas que já se arrasta há um ano e meio. Enquanto isso, a controlada Queiroz Galvão Oléo e Gás (QGOG) Constellation mantém conversas com detentores de bônus e tenta adiar obrigações de curto prazo.

Se não chegar a um acordo com os credores, o grupo - envolvido na Operação Lava-Jato - caminha para recuperação judicial.

Depois de um ultimato dos bancos, está em discussão uma proposta para o grupo pagar 10% da dívida à vista e pelo menos metade em oito anos. Se a empresa cumprir os compromissos, a ideia é que os credores deem um prazo adicional para o acerto do valor restante, o que elevaria para até 18 anos a duração total da reestruturação.

O que está sendo avaliado, agora, são as garantias que o grupo terá de oferecer às instituições financeiras. Um dos ativos exigidos pelos bancos são as ações ou o acesso ao fluxo de caixa da Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP), apurou o **Valor**. Uma das possibilidades é que a empresa venda operações do segmento de óleo e gás para pagar a primeira parcela do refinanciamento.

As instituições também têm exigido mais garantias e querem que a Queiroz Galvão se desfaça de ativos. Um dos ativos que a empresa tenta vender é a participação no Estaleiro Atlântico Sul- EAS (PE), que detém junto com a Camargo Correa.

Na semana passada, as conversas entre o grupo e os bancos chegaram a um impasse. A Queiroz propunha um acordo com carência de principal e juros por seis anos e prazo total de pagamento de 18 anos. Os credores rejeitaram o acordo e interromperam as conversas. O Itaú Unibanco chegou a notificar a empresa de que irá executar as dívidas caso se não houver acordo. O banco segue Santander e BTG Pactual, que já fizeram o mesmo. As notificações dão à companhia um mês para alcançar um entendimento.

O BNDES é o maior credor e pediu para entrar com o conjunto de bancos no compartilhamento das garantias. Bradesco, Banco Votorantim, Banco do Brasil, Santander e ING também fizeram empréstimos a empresas da Queiroz Galvão.

A complexidade do acordo decorre do fato de que o grupo tem diversas empresas, com credores diferentes em cada uma.

O Santander já vendeu a sua parte na dívida de R\$ 2 bilhões no segmento de energias renováveis do grupo para o fundo Castllake. O banco espanhol, no entanto, detinha outros créditos com os grupos e pediu a execução da dívida.

O Votorantim entrou com processo na Justiça para cobrar antecipadamente dívida de R\$ 400 milhões com a Queiroz Galvão Desenvolvimento de Negócios. Segundo fontes, a instituição estaria disposta a retirar a ação se a reestruturação for aprovada.

Em outra frente, a QGOG Constellation discute com os credores a extensão dos pagamentos que estão vencendo no curto prazo enquanto não chega a uma solução para a reestruturação da dívida.

A empresa renegociou na semana passada a extensão, para 31 de outubro, de uma linha de financiamento a projetos de US\$ 146 milhões relativa ao navio-sonda Amaralina Star. Também estendeu para a mesma data uma linha de capital de giro com o Bradesco, de US\$ 150 milhões.

Neste ano, a companhia pagou com atraso, depois do prazo de carência, os juros dos bônus para 2019 e 2024, que tiveram o rating rebaixado pela Fitch para 'RD', que indica 'default'. Em junho, o total das emissões no mercado era de US\$ 96 milhões e US\$ 595 milhões, respectivamente. Os detentores dos bônus discutem com os bancos a melhora da estrutura de garantia dos papéis para aceitar a extensão do prazo. Os credores também exigem aporte do acionista.

No relatório de junho, a Fitch destacou a dificuldade da empresa recontratar suas plataformas de perfuração, cujo contrato com a Petrobras expira em 2018.

Em comunicado à Comissão de Valores Mobiliários (CVM), a QGEP Participações afirmou que a sua controladora Queiroz Galvão SA encontra-se em tratativas de renegociação de dívidas com os principais credores financeiros, mas que não há nenhum documento vinculante até o presente momento e nem pedido de recuperação judicial em andamento. A QGEP Participações esclarece que não faz parte do grupo de empresas em reestruturação financeira e, caso seja notificada acerca das garantias, fará as divulgações cabíveis.

Procurados, a Queiroz Galvão, Itaú Unibanco, Santander e Bradesco não comentaram o assunto. O Votorantim afirmou que não se manifesta sobre processos judiciais em segredo de Justiça.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia | De São Paulo

Título: Governo paulista adia leilão da Cesp para 19 de outubro

A quinta tentativa de privatização da estatal paulista Cesp foi adiada para 19 de outubro, diante da resistência dos investidores de participarem do certame, originalmente previsto para hoje, faltando poucos dias para as eleições.

Segundo fontes, a decisão pelo adiamento ficou para o último momento porque o governo paulista ainda tinha expectativa de conseguir ao menos um investidor para participar do certame. A nova data leva em conta a perspectiva de que o cenário eleitoral já estará definido, tanto para Brasil quanto para São Paulo.

Ontem, as ações preferenciais classe B (PNB) da Cesp fecharam com queda de 7,7%, a R\$ 13,70, refletindo as incertezas sobre a realização do leilão. Uma liminar da Justiça do Trabalho de São Paulo havia determinado, na sexta-feira, a suspensão do processo de venda da companhia por 60 dias. A decisão foi cassada na manhã de ontem, mas a Cesp e a secretaria da Fazenda de São Paulo não se manifestaram até o início da noite sobre a realização ou não do certame, o que aumentou a insegurança dos investidores durante o pregão.

A proximidade com as eleições afastou companhias dadas como certas no processo de venda da Cesp, como Engie e Votorantim Energia. As grandes empresas chinesas do setor elétrico, como a China Three Gorges (CTG), também decidiram não participar do certame, devido aos vários problemas relacionados à companhia, como a grande exposição ao déficit de geração das hidrelétricas (GSF, na sigla em inglês). Para piorar a situação, a Cesp está sobrecontratada nos próximos anos.

Segundo fontes, restavam, no páreo, investidores financeiros, como Pátria e Squadra, mas o cenário eleitoral agravava as incertezas sobre o ativo, o que inviabilizou o certame hoje.

Outro obstáculo que afasta investidores está relacionado aos problemas judiciais enfrentados pela companhia, resultantes de processos trabalhistas e ambientais, por exemplo. A Cesp tem cerca de R\$ 8,8 bilhões em passivos não provisionados referentes a contingências judiciais.

O governo de São Paulo resistia em adiar o leilão justamente por causa das incertezas sobre as eleições presidenciais. O modelo de venda da estatal foi formulado com apoio da União, que aprovou a extensão da concessão da principal usina da Cesp, Porto Primavera, por 20 anos a partir de 2028, em troca do pagamento de outorga.

Pelo cronograma original do leilão, a liquidação da operação seria feita no fim de novembro. O receio era que, se o certame fosse adiado para depois de outubro, a data da liquidação acabasse indo para 2019, colocando nas mãos de um novo governo a assinatura do novo contrato de concessão.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 02/10/2018****Seção: Empresas****Autor: Stella Fontes e Ivo Ribeiro | De São Paulo****Título: Raízen assume rede de postos e refinaria da Shell na Argentina**

Ao assumir ontem os ativos de refino e distribuição de combustíveis da Shell na Argentina, a Raízen, joint venture entre a brasileira Cosan e anglo-holandesa Shell que atua também em etanol, açúcar e bioenergia, caminha para se tornar uma empresa com receita anual de mais de R\$ 100 bilhões. Mas, ao mesmo tempo em que deu o primeiro passo no mercado internacional e concretizou a maior aquisição de seus sete anos de história, assumiu dois grandes desafios: entender a operação de refino, uma novidade em seu portfólio, e lidar com a grave crise econômica que enfrenta o país vizinho.

Segunda maior distribuidora de combustíveis do Brasil, de acordo com os números da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Raízen viu nos ativos da Shell na Argentina uma oportunidade de negócio com modelo similar ao da operação brasileira, eficiente, com presença de revendedores e marca forte. À exceção da refinaria própria, integrada ao negócio, que está instalada na capital Buenos Aires.

"Fomos atrás de entender o mercado e percebemos que, na Argentina, o refino é parte da operação. Todas as distribuidoras têm refinaria", explicou ao **Valor** o presidente da Raízen, Luis Henrique Guimarães. Ali, o mercado de distribuição também é liderado por uma estatal, a YPF, cuja participação é superior a 50%, mas as refinarias estão nas mãos de diferentes participantes - no Brasil, a Petrobras, que controla a líder em distribuição de combustíveis BR, domina o refino de petróleo.

Para levar a 2ª maior distribuidora de combustíveis da Argentina, com uma rede de 665 postos, além da refinaria com capacidade para 140 mil barris por dia e os negócios de lubrificantes e gás liquefeito de petróleo (GLP), a Raízen Combustíveis vai desembolsar um total de US\$ 916 milhões - abaixo do valor inicial estipulado, de US\$ 950 milhões.

Desse montante, US\$ 100 milhões foram desembolsados em abril, quando o contrato de compra e venda foi assinado. Outros US\$ 370 milhões foram pagos à Shell nesta segunda-feira e a diferença será amortizada em parcelas com vencimento até dezembro de 2019. A aquisição foi integralmente financiada por dívida, a maior parte tomada junto a um pool de bancos - cinco no total, todos

internacionais -, que emprestaram recursos com prazo de pagamento de cinco a sete anos.

De imediato, a Raízen Combustíveis traz para seu balanço uma receita anual de US\$ 3,3 bilhões (R\$ 13,3 bilhões ao câmbio de ontem) e vendas de 6 bilhões de litros de combustíveis na Argentina, comparáveis a 25,6 bilhões de litros vendidos no mercado brasileiro no ano passado. No ano passado, a receita líquida Raízen Combustíveis foi de R\$ 72,8 bilhões e a da Raízen Energia, cerca de R\$ 13 bilhões.

No negócio, há expectativa de sinergias de US\$ 50 milhões, decorrentes da utilização da estrutura administrativa existente no Brasil também para a operação argentina, que será comandada pelo executivo Teófilo Lacroze, ex-presidente da Shell naquele país.

Concluída a transação - o grande negócio da empresa desde sua criação em 2011 -, o foco agora está na integração das operações. Nos últimos 18 meses, lembrou Guimarães, a Raízen comprou duas usinas do grupo Tonon, canaviais da usina Furlan, entrou no segmento de comercialização de energia ao tornar-se sócia da WX Energy e levou os ativos da Shell na Argentina. "Agora é parar para incorporar os negócios", afirmou o executivo, ao ser questionado sobre potenciais novas aquisições. "Não temos rigorosamente nada no radar neste momento".

Sobre a situação econômica delicada no país vizinho, Guimarães diz que o governo está fazendo os ajustes que devem ser feitos e, especificamente no mercado de combustíveis, também há correção. A YPF anunciou no domingo aumento de 10% e a Raízen ontem também faria reajustes. Em relação à demanda, o mercado argentino encolheu nos últimos meses, mas nada como é visto no Brasil.

No mercado brasileiro, a demanda de gasolina acumula queda de 13,71% de janeiro a agosto, segundo dados da ANP, enquanto o etanol, mais em conta, sobe 41,79%. O consumo de diesel, cujos preços passaram a ser subsidiados pelo governo federal após a greve dos caminhoneiros em maio, cresce 1,55% no mesmo intervalo. "É um ano pior do que se esperava", afirmou Guimarães.

Para 2018, a Raízen Combustíveis estimava investimentos entre R\$ 600 milhões e R\$ 800 milhões. Mas, diante das incertezas quanto aos preços do diesel, reduziu aportes em infraestrutura e deve encerrar o ano mais perto do piso do intervalo. No passado, a Raízen chegou a importar quase 15% de suas necessidades de diesel. Agora, essa fatia está em torno de 5%, depois de adotada a subvenção de preços.

A rede de postos Shell no país, por outro lado, deve continuar crescendo. Hoje, são cerca de 6,45 mil postos, com adição líquida neste ano de 250 a 350 unidades, a maior parte via embandeiramento. No Brasil, um terço dos postos em atividade é bandeira branca. Na Argentina, para efeito de comparação, apenas 3% dos postos não levam a bandeira de uma das seis grandes marcas desse segmento.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Empresas

Autor: Cláudia Schüffner | Do Rio

Título: Portuguesa Galp aguarda leilão da cessão onerosa

A ausência da portuguesa Galp na 5ª Rodada de Partilha de Produção não significa perda de interesse no Brasil ou redução do fôlego para continuar investindo depois de arrematar três áreas no novo ciclo de leilões iniciado em 2017. Miguel Pereira, presidente da Petrogal Brasil, empresa controlada pela Galp com participação de 30% da chinesa Sinopec, disse em entrevista ao **Valor** que o foco da empresa está voltado para os ativos da cessão onerosa que podem ser leiloados em 2019.

Pereira afirma que o Brasil ocupa o primeiro lugar na estratégia de investimentos da Petrogal, e da Galp. E explica que a empresa está avaliando a participação na 6ª Rodada, prevista para o próximo ano, e nos ativos da cessão onerosa. A Petrogal já investiu US\$ 5 bilhões em dez anos, e deve manter uma média de US\$ 700 milhões a US\$ 1 bilhão por ano considerando-se apenas os ativos onde tem participação atualmente.

"Nós fazemos uma análise dos ativos que vão a leilão a longo do tempo e a decisão, face à qualidade dos ativos que existem, foi de não ir a este leilão, porque entendemos que outras oportunidades à frente serão mais eficientes", explicou Pereira em entrevista ao **Valor**. "A Galp não procura ativos por ativos, a Galp procura valor. E entendemos não haver, neste leilão, o ativo certo com o valor adequado para a nossa estratégia de desenvolvimento no Brasil".

O executivo frisou que não existe um desenho conhecido sobre como será o leilão da cessão onerosa. Mas observou que é pública intenção do **Ministério de Minas e Energia (MME)** e da Agência Nacional do Petróleo (ANP), de leiloar o volume descoberto nas áreas da cessão onerosa que excedem os 5 bilhões de barris adquiridos pela Petrobras em 2010.

"Sabemos quais são as áreas, mas não sabemos o acordo entre a Petrobras e o governo. A única coisa que sabemos é que temos interesses em ativos que estão perto da cessão onerosa", afirma.

Ao justificar o interesse, Pereira citou a proximidade das concessões de Iara (no antigo bloco BM-S-11, onde se descobriu os campos de Berbigão, Sururu e Atapu) e do campo de Sépia, encontrado no bloco BM-S-24, todos na Bacia de Santos, às áreas da cessão onerosa.

A Petrogal Brasil tem 10% da concessão do BM-S-11 e 20% do BM-S-24, além de outros ativos de grande porte como Carcará. Atualmente a companhia é sócia de 17 ativos no Brasil, dos quais três estão em produção: Lula e Iracema, no pré-sal, e Rabo Branco, em terra. Com a fatia na produção de gigantes do pré-sal, a Petrogal se tornou a terceira maior produtora de petróleo do Brasil sem ser operadora de nenhuma área.

Pereira diz que a companhia já produziu 100 milhões de barris desde que chegou ao Brasil há cerca de vinte - é uma das pioneiras no pré-sal entre as privadas - a produção da Petrogal em julho foi de 112,7 mil barris de óleo equivalente. Com volume menor apenas que a produção da Petrobras e da Shell, a Petrogal poderia suprir quase um terço do consumo de petróleo de Portugal, que é de 330 mil barris diários. Contudo, a produção é exportada principalmente para a Ásia pela trading da empresa lusa, já que o parque de refino do país utiliza óleos mais pesados.

Questionado sobre a polêmica envolvendo a obrigação de manter percentuais de conteúdo local na compra de bens, serviços e equipamentos Miguel Pereira responde que o Brasil "tem imenso a oferecer em termos de indústria", mas diz não acreditar em obrigação. "Acho que essa indústria, e o Brasil, têm absoluta capacidade de serem competitivos. Eu percebo que o conteúdo local seja algo que faz parte de uma política de estabilização inicial, mas acho que as empresas têm que ser competitivas dentro e fora do Brasil", afirma.

Sobre preocupações manifestadas recentemente sobre atrasos no licenciamento ambiental, o presidente da Petrogal sugere mudanças. Afirma que deveria ser feita ao menos "uma análise inicial sobre a possibilidade de desenvolvimento das áreas" antes do leilão. Mas tem o cuidado de deixar claro que nos vários projetos em que a empresa está envolvida enxerga "toda a boa vontade" das autoridades ambientais para a concessão das licenças.

"Enfrentar problemas faz parte da vida. Acho que é um caminho, a parte da organização. Acho que se otimizar parte da organização a gente consegue mais depressa. E isso é bom para todos", observa.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 02/10/2018****Seção: Empresas****Autor: Ed Crooks | Financial Times, de Nova York****Título: Em crise, americana GE põe forasteiro no comando**

A General Electric (GE) substituiu seu executivo-chefe, John Flannery, depois de apenas 14 meses no cargo, e alertou que os negócios em sua importante área de fornecimento de equipamentos para a geração de energia estão muito mais fracos que o esperado.

O conglomerado industrial disse que pretende lançar contra o balanço uma despesa não monetária de cerca de US\$ 23 bilhões referente à redução do valor dos ativos intangíveis de suas operações de energia, e alertou que o fluxo de caixa e os lucros de 2018 ficarão abaixo de suas diretrizes anteriores.

A passagem de Flannery como executivo-chefe foi a mais curta entre todos os líderes nos 126 anos de história da GE. Larry Culp, que será seu substituto, é o primeiro forasteiro a ser nomeado para comandar a companhia. Ele foi muito bem-sucedido como executivo-chefe do grupo industrial Danaher e foi nomeado o principal diretor independente da GE em junho.

A saída de Flannery foi decidida por teleconferência do conselho de administração da GE depois que gravidade dos problemas na área de geração de energia ficou aparente. A mudança de liderança resultou numa resposta positiva imediata do mercado de ações, com as ações da companhia subindo 12% no começo dos negócios em Nova York nesta manhã.

Flannery substituiu Jeff Immelt em agosto de 2017 e anunciou um plano radical de redução do tamanho da companhia, mas suas ações perderam 54% de seu valor nos últimos 12 meses.

Culp não deverá mudar a estratégia que o conselho estabeleceu na ocasião, que inclui uma cisão das operações de equipamentos médicos do grupo e a venda de sua participação de 62,5% na Baker Hughes, grupo que presta serviços a campos de petróleo. Ele indicou que em vez disso, vai se concentrar na melhoria do desempenho operacional da GE, o que deverá significar mais cortes de custos, especialmente na divisão de energia.

O executivo disse em um comunicado: "A GE continua fundamentalmente uma companhia sólida com grandes negócios e um talento tremendo. É um privilégio ser chamado para liderar esta companhia icônica".

"Vamos trabalhar duro nas próximas semanas para conseguir uma execução superior e vamos nos movimentar com urgência. Continuamos empenhados em fortalecer o balanço, o que inclui a desalavancagem."

A GE vem tendo problemas recentes com as lâminas de suas mais novas turbinas movidas a gás, usadas na geração de eletricidade, mas os problemas em sua divisão de energia parecem refletir problemas mais fundamentais.

O grupo se especializou em equipamentos de geração de energia a partir do gás, que estão sendo pressionados pela ascensão das energias renováveis de baixos custos, o fraco crescimento da demanda por eletricidade nos países desenvolvidos, e a persistência da concorrência do carvão na Ásia.

A aquisição das operações de energia da Alstom em 2015 mergulhou ainda mais a GE na área da geração de energia por meio de combustíveis fósseis, agregando tecnologia em turbinas de vapor, que são usadas em usinas geradoras movidas a carvão, e criando uma divisão com 65.000 funcionários.

Thomas Horton, um ex-presidente do conselho de administração da America Airlines e que hoje é o principal diretor independente da GE, disse num comunicado que Culp tem "um histórico comprovado na transformação de empresas e na entrega de valor acionário", com "um grande foco na execução, organização e desenvolvimento de talentos".

Sob o comando de Culp, entre 2000 e 2014, as ações da Danaher tiveram um desempenho cinco vezes melhor que o das ações que fazem parte do índice Standard & Poor's 500 (S&P 500). Depois que assumiu a companhia, suas ações subiram 12 vezes, enquanto as da GE perderam cerca de três quartos de seu valor no mesmo período.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho | Do Rio

Título: Vitol fecha acordo para comprar 50% da Rodoil

Depois de tentar sem sucesso a compra da Alesat, a Vitol fechou um acordo para compra de 50% da distribuidora regional Rodoil. A negociação marca a entrada da multinacional de origem holandesa no mercado brasileiro de distribuição de combustíveis.

A entrada da Vitol no capital da companhia será acompanhada de investimentos para expandir a presença da distribuidora para o Centro-Oeste e Sudeste. O presidente da Rodoil, Roberto Tonietto, conta, porém, que o plano de expansão só será definido com mais calma a partir de 2019.

"O mercado não está bom [para expansões] com o programa de subvenção ao diesel. É também um ano eleitoral, vamos esperar dar uma clareada no ambiente para depois investir", disse o executivo.

A Rodoil prevê um faturamento de cerca de R\$ 5 bilhões para 2018. A companhia possui mais de 300 postos com sua marca e fornece para outros 1.400 postos nos estados do Rio Grande do Sul, Paraná e Santa Catarina. A ideia é que a expansão se dê, prioritariamente, de forma orgânica. De acordo com Tonietto, o market share da companhia na região Sul é de 6,7%.

A aquisição da Rodoil pela Vitol se dá num ano marcado pelo avanço das companhias estrangeiras sobre o mercado nacional. Nos últimos meses, a Glencore fechou a compra de 78% da mineira Alesat e a PetroChina adquiriu 30% da TTWork (que controla a Petronac, antiga Total).

"Depois que o Cade vetou a compra da Alesat pela Ipiranga, naturalmente vieram empresas interessadas em formar um segundo pelotão de distribuidoras no mercado brasileiro", comentou.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Roberto Rockmann | Para o Valor, do Rio

Título: Potencial de retomada

A retomada da indústria de óleo e gás poderá se acelerar nos próximos meses, a depender dos resultados da eleição presidencial e seus reflexos sobre o papel da Petrobras e no marco regulatório - que nos últimos dois anos assistiu a mudanças nas regras de conteúdo local, ao término da exigência da estatal como operadora única no pré-sal e a volta dos leilões. A camada do pré-sal, descoberta em 2006, já responde por 54% da produção de petróleo e poderá fazer o país elevar sua produção de 2,6 milhões de barris por dia para mais de 6 milhões de barris por dia em 2030, com a chegada de novos investidores, na esteira do plano de desinvestimento da Petrobras.

As oportunidades surgem em todos os elos da cadeia, em áreas dentro e fora do pré-sal e no setor de gás natural, cuja desverticalização já atrai empresas

interessadas em ganhar espaço com a abertura. "As mudanças regulatórias dos últimos dois anos trouxeram R\$ 28 bilhões em bônus e muitos investimentos", destacou o **secretário-executivo do Ministério de Minas e Energia, Marcio Felix**, que participou da abertura da Rio Oil & Gas, realizada entre os dias 24 e 27 de setembro no Rio de Janeiro.

Para o diretor geral da Agência Nacional do Petróleo (ANP), Décio Oddone, os leilões realizados no fim do ano passado contrataram a retomada do setor, com a Petrobras, Exxon, Chevron, Shell e Equinor reforçando sua posição no país, com destaque às áreas do pré-sal, que já produz cerca de 1,3 milhão de barris por dia. "A retomada da indústria teve foco no pré-sal, o desafio é manter o crescimento nessa fronteira estender essa expansão para outros segmentos como a área de gás natural e os campos maduros", observa Oddone.

No pré-sal, ele ressalta que há cinco anos se discute a possibilidade de realização de um leilão de oferta do excedente da cessão onerosa. "Há possibilidade geração de riqueza de R\$ 2,5 trilhões nos próximos anos, mas parece que não há pressa e que somos ricos. Desde 2013, não é emitida licença de perfuração para qualquer fora das bacias de Santos e Campos", diz Oddone.

Já nas áreas maduras, nova regulação da ANP que reduz os royalties para a produção incremental em campos maduros poderá destravar investimentos. As alíquotas caíram em até 5%, podendo atingir 241 campos, sendo 54% deles na Bacia de Campos.

O presidente do Santander, Sergio Rial, aponta que o fator tempo na tomada de decisões por parte dos órgãos reguladores e do governo é essencial no momento em que o mundo vive uma transição energética em que os combustíveis fósseis tendem a perder participação relativa nas próximas décadas. Outra variável importante na atração de investimentos é olhar o setor com viés menos ideológico e político. "O mundo tem muita liquidez e há oportunidades para o setor renascer, ainda há espaço para muitos operadores estratégicos virem", aponta.

A Brookfield, que gerencia cerca de US\$ 280 bilhões em ativos no mundo, investiu no Brasil aproximadamente R\$ 40 bilhões nos últimos cinco anos, sendo que 60% desse montante foi direcionado para o setor de óleo e gás, com destaque para a aquisição da malha de transporte de gás natural da Petrobras na região Sudeste, onde se concentra cerca de 60% da demanda pelo insumo no país.

"O pré-sal fez com que as grandes operadoras se voltassem ao Brasil, o próximo passo são as médias e pequenas empresas em outras áreas além do pré-sal e outros segmentos como o gás natural", afirma Henrique Martins, presidente da

empresa. Novos investimentos da Brookfield dependem de maior clareza sobre o novo governo e como ele estruturará o papel da Petrobras no setor e a desverticalização na área de gás natural. "Há outra agenda também: o avanço de pequenas e médias empresas e outras áreas além do pré-sal demandará financiamento e isso terá de estar aliado ao desenvolvimento do mercado de capitais."

Quase dez anos depois da edição da Lei do Gás, em 2009, o setor discute como ampliar a desverticalização, sob o horizonte do plano de desinvestimento da Petrobras. A abertura deverá trazer novos negócios, como terminais de regaseificação de GNL, armazenamento e a efetivação de um mercado livre de gás, hoje restrito a apenas duas usinas termelétricas. Mas para que isso ocorra será preciso destravar resistências de alguns agentes e aprovar medidas no Congresso.

O Projeto de Lei 6407, que trata da abertura, está paralisado no Congresso Nacional. ANP e governo discutem como avançar com medidas infralegais, que não dependam da aprovação do Legislativo. Em outubro, a ANP lançará uma consulta pública para colher sugestões sobre o acesso à infraestrutura de escoamento de gasodutos, Unidades de Processamento de Gás Natural (UGPNs) e terminais de regaseificação de Gás Natural Liquefeito.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Roberto Rockmann | Para o Valor, do Rio

Título: Governo busca saídas para liberar o mercado

Sem enxergar possibilidade de aprovar neste ano o Projeto de Lei 6407, que trata da desverticalização do setor de gás natural, o governo federal iniciou na semana passada discussões com a Agência Nacional do Petróleo (ANP) para mapear soluções infralegais, que não demandam nova lei ou alteração legal e possam ser adotadas para destravar investimentos e aumentar a concorrência. Criado na esteira da venda de ativos da Petrobras e em discussão no Congresso, o PL enfrenta resistências de Estados contra mudanças nas legislações estaduais da área.

"Queremos construir convergências com a agência e as discussões públicas lançadas recentemente podem contribuir para mapearmos o que pode ser feito ainda esse ano", diz **Symone Araújo, diretora de gás do Ministério de Minas e Energia**. Em outubro, a ANP lançará uma consulta pública para colher sugestões sobre o acesso à infraestrutura de escoamento de gasodutos, Unidades de

Processamento de Gás Natural (UGPNs) e terminais de regaseificação de Gás Natural Liquefeito. O livre acesso é um dos pontos defendidos por grandes consumidores e novos investidores para ganhar espaço na cadeia, na qual a Petrobras participa de todos os elos.

Recentemente a ANP também fez uma consulta sobre o processo de substituição do GNL por gás natural nacional em contratos firmados quando o insumo nacional estiver disponível para contratação. Outra chamada, lançada em setembro, está vinculada à Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) e se refere à contratação do gasoduto, que hoje transporta cerca de 30 milhões de metros cúbicos por dia do insumo boliviano ao Brasil.

O contrato da TBG é de 18 milhões de metros cúbicos por dia, cerca de 7% do volume contratado no mercado, estimado em 260 milhões de metros cúbicos diários. A chamada deverá ser encerrada em julho de 2019. Será adotado o sistema de entrada e saída, em vez de ponto a ponto. "Essa chamada do Gasbol será um bom teste para avaliar o modelo de entrada e saída do gás e servirá como um termômetro para avaliar o interesse de outros agentes no setor - há expectativa de interesse de empresas que podem movimentar o gás", diz Symone. O contrato da Petrobras com o governo boliviano expira em 31 de dezembro de 2019. A estatal ainda não informou qual será sua estratégia. Symone esteve em julho na Bolívia. "Essas chamadas são oportunidade de colocar o assunto para a sociedade brasileira de forma transparente", diz o diretor-geral da ANP, Décio Odone.

A chamada pública do Gasbol é considerada um marco por abrir a possibilidade de outros agentes além da Petrobras mostrarem interesse em carregar e comercializar esse gás, mas isso é visto por ceticismo por algumas indústrias consumidoras de gás. Por falta de investimentos nos últimos dez anos, a Bolívia pode ter perdido capacidade de manter a exportação de volumes de 30 milhões de metros cúbicos diários no longo prazo.

Uma das maiores consumidoras de gás do país trabalha com projeção de que a Bolívia possa enviar cerca de 15 milhões de metros cúbicos por dia, quantidade que poderá ficar totalmente nas mãos da Petrobras. O industrial também vê com ceticismo a possibilidade de o governo avançar em três meses com medidas infralegais. "Talvez haja a possibilidade de mudar o modelo de ponto a ponto para entrada e saída", destaca.

Sócios da Ecom Energia, que obteve autorização para comercializar gás da Agência Nacional do Petróleo (ANP), viajaram à Bolívia nos últimos dois anos, com intenção de comercializar volumes pequenos de 100 mil metros cúbicos/dia, mas desistiram. "O mercado de gás natural tem muitas incógnitas ainda", diz Paulo Toledo, sócio da ecom energia.

Hoje o gás natural é contratado a partir de um modelo de capacidade ponto a ponto em gasodutos de transporte. Um agente que contrata uma quantidade de moléculas de gás que atravessa mais de um Estado tem de fazer contrato trecho a trecho nos gasodutos, sendo cobrado mais de uma vez. O gás injetado e retirado em uma mesma área geográfica tem uma determinada tarifa. Em outra área geográfica, as tarifas são diferentes. Já no sistema de entrada e saída as empresas ganham mais flexibilidade. Ao separar a contratação da entrada e saída, o sistema automaticamente cria um produto homogêneo que pode ser negociado em termos iguais por todos os agentes da indústria.

Para Marcelo Cruz Lopes, gerente executivo de gás natural da Petrobras, é essencial prestar atenção ao sequenciamento das medidas a serem aplicadas na indústria, para evitar que, em vez de ajudar, o ordenamento incorreto prejudique a abertura. "O modelo de entrada e saída deve ser visto antes de outros; ele pode oferecer liquidez, mas também será preciso ver a questão da tributação. A prioridade a esse modelo de entrada e saída dispensa mudança legal", observa o executivo da Petrobras.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Roberto Rockmann | Do Rio

Título: Leilão poderia impulsionar mais negócios

Uma possibilidade para fomentar o mercado livre de gás natural seria criar leilões com vantagens para grandes consumidores. Uma das fontes de oferta seria o programa de gás release, iniciativa em que a Petrobras, principal agente da cadeia, teria de se submeter à venda obrigatória de gás para favorecer a concorrência.

A oferta seria compulsoriamente voltada ao mercado livre, com destaque para a região Sudeste, que concentra 65% da demanda e boa parte da infraestrutura de acesso. A análise é de Bruno Armbrust, presidente da Gás Natural Fenosa, que controla a CEG, principal distribuidora de gás do Rio de Janeiro. Desde a criação da lei do gás, em 2009, só há dois consumidores livres, duas térmicas. "Os leilões de gás release poderiam fomentar um mercado de 12 milhões de metros cúbicos por dia."

Em sua opinião, aditivos contratuais poderiam evitar limite mínimo para um grande consumidor de gás se tornar livre. Hoje cada Estado define o volume mínimo para que uma indústria possa migrar para o ambiente livre. Não existem grandes consumidores industriais de gás livres, como ocorre no setor elétrico.

Alguns Estados com forte consumo de gás, caso da Bahia, quarto maior consumo industrial do país, ainda não regulamentaram a figura do consumidor livre.

Os 14 Estados onde não há regulamentação também não criaram leis sobre o livre acesso aos agentes, nem sobre o pagamento de tarifas para utilização dos dutos, o que impede, por exemplo, o acesso de pequenos produtores ao mercado. Mesmo nos Estados em que há regulação, existem indefinições. Em Pernambuco, o consumo mínimo exigido é 500 mil metros cúbicos/dia, mas o maior consumidor utiliza pouco mais de 100 mil metros cúbicos/dia. No Rio de Janeiro, a margem de distribuição é igual para o consumidor cativo e o livre, e este último ainda pode ter de lidar com quatro contratos diferentes para obter o insumo.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Roberto Rockmann | Do Rio

Título: ANP reduz cobrança de royalties sobre produção de campo maduro

Regulações recentes já publicadas ou em fase de elaboração pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) poderão representar novas oportunidades de negócios nos próximos anos para os campos maduros de produção marítima, o que poderá também elevar a taxa de recuperação de petróleo nessas áreas. Hoje a indústria mundial opera a uma taxa média de 30% da recuperação de campos maduros. No Brasil o índice está na casa dos 20%.

Aumento de um ponto percentual nesse índice representaria acréscimo de 970 milhões de barris de óleo equivalente na produção do Brasil. Hoje 33% da produção brasileira estão em área offshore convencional, 54% em campos do pré-sal e 7% em campos terrestres.

Na semana passada, a ANP publicou resolução que reduz em até 5% a cobrança de royalties sobre a produção incremental em campos maduros. "Isso deve atrair interessados nesses campos, já que se disciplina sobre o que deve ser feito para obter tais incentivos para elevar a vida útil dos campos", diz Marcelo Castilho, superintendente de desenvolvimento e produção da agência. Os campos maduros são os que têm mais de 25 anos ou os que já atingido 70% da estimativa de produção. Nessa concepção há 241 campos (53% do total do país), dos quais 54% estão concentrados na Bacia de Campos, cuja produção começou nos anos 70.

A ANP também estuda formas de as empresas usarem suas reservas de petróleo como garantia para viabilizar investimentos. O tema é alvo de questionamento jurídico porque as reservas seriam concessão da ANP, o que dificultaria seu uso como garantia de empréstimos. "Fizemos um workshop com agentes financeiros e empresas e estamos trabalhando para esses direitos emergentes de reserva serem usados. A consulta pública referente à minuta da resolução está para ser publicada", diz Castilho.

Outro ponto em estudo pela agência é a regulação sobre o descomissionamento. A produção de óleo e gás natural no Brasil começou na década de 1940 em campos terrestres e no final da década de 1960 nos marítimos. Alguns, portanto, estão em atividade há mais de 70 anos. Há plataformas obsoletas, campos estão em declínio, com baixa lucratividade e perto de sua fase final. Isso ocorre em meio ao plano de desinvestimento da Petrobras, que pode vender ativos em campos maduros. "Estamos vendo como será essa regulação, como se vai dar a cessão dos direitos, como vai ficar a divisão das responsabilidades, quais ficarão com novos concessionários e com os antigos, em meio ao plano de desinvestimento da Petrobras", diz o superintendente da ANP.

O governo federal publicou em 2016 e 2017 duas resoluções que podem contribuir para aumentar a taxa de recuperação da indústria de petróleo brasileira no médio e longo prazos. A primeira se refere à extensão do prazo de produção de campos em desenvolvimento. O governo autorizou a ANP a prorrogar os contratos de concessão da Rodada Zero, quando foram ratificados os direitos da Petrobras sobre os campos que se encontravam em produção antes da quebra do monopólio da estatal nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no país. A segunda resolução, publicada ano passado, considera que 800 campos de petróleo que foram devolvidos ou não foram arrematados nos leilões realizados nos últimos anos estão em oferta permanente. "Estão na prateleira para serem estudados sem pressão de cronograma", diz.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Chico Santos | Para o Valor, do Rio

Título: Analistas criticam resolução relacionada a fórmula de preços

"Essa decisão de pedir fórmula dá a impressão de retorno ao CIP de triste lembrança." A frase do diretor do Centro de Estudos em Crescimento e

Desenvolvimento Econômico da Fundação Getúlio Vargas (FGV), Roberto Castello Branco, resume o sentimento de alguns dos principais analistas do mercado de petróleo a respeito da iniciativa da Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP) de colocar em audiência pública uma proposta para obrigar as empresas que produzem ou importam combustíveis a informar suas fórmulas de cálculo dos preços e, no caso daquelas que detenham mais de 20% do mercado, a expor essas fórmulas e os preços calculados por meio delas.

A frase foi dita durante o debate sobre "Política de Preços dos Combustíveis" na Arena **Valor** do Conhecimento, espaço criado pelo jornal na feira Rio Oil & Gas 2018 para debater em área aberta temas relevantes do setor. O CIP a que se referiu Castello Branco foi o Conselho Interministerial de Preços, que existiu de 1968 a 1991 com o objetivo de avaliar planilhas fornecidas pelas empresas e decidir se elas poderiam ou não aumentar os preços dos seus produtos. Para o diretor da FGV, a iniciativa da ANP é um retrocesso que vai contra uma série de avanços da agência no esforço de abertura do mercado brasileiro de combustíveis.

Ao falar da iniciativa durante o debate, o superintendente de defesa da concorrência da ANP, Bruno Caselli, disse que o objetivo é "evitar comportamentos anticompetitivos e abuso de posição dominante" por parte dos formadores de preços. Além de Castello Branco, o consultor Adriano Pires, do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), também criticou a medida.

Para o diretor da FGV, até apresentar a proposta ao mercado, a ANP "vinha muito bem, com iniciativas voltadas para o estímulo à competição, como a 'suavização' da política de conteúdo local na compra de insumos industriais para a exploração e produção de petróleo e gás. Iniciativas liberalizantes, segundo ele, precisam ser aprofundadas sem retrocessos, com um programa de privatização de refinarias da Petrobras mais agressivo do que aquele já anunciado pela estatal (suspensa atualmente por decisão do ministro Ricardo Lewandowski, do Supremo Tribunal Federal - STF).

Na avaliação de Pires, do CBIE, no "downstream" - termo que define as áreas de refino e abastecimento na indústria do petróleo e gás - o que existe é a "ANP do atraso", em oposição às posições avançadas da agência no "upstream" (exploração e produção). O consultor acredita que não cabe à ANP interferir na regulação da concorrência, uma vez que já existe no país o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), cuja função é coibir abusos prejudiciais à livre concorrência.

De acordo com o diretor-geral da ANP, Décio Oddone, a intenção da iniciativa é dar transparência à formação dos preços.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 02/10/2018****Seção: Suplemento - Petróleo e gás****Autor: Lívia Ferrari | Para o Valor, do Rio****Título: Estabilidade nas normas reforça o interesse pelo setor**

Estabilidade regulatória é prioridade da indústria de petróleo e gás, que entende que as reformas e flexibilizações implementadas nos últimos dois anos, com a nova lei do pré-sal, foram fundamentais para o desenvolvimento do setor. A questão foi debatida durante a Rio Oil&Gas, na semana passada.

Para a advogada Danielle Gomes de Almeida Valois, sócia responsável pela área de petróleo e gás do escritório Trench Rossi Watanabe, o diálogo do setor com o governo federal fez com que a indústria petroleira pudesse eliminar uma "camada regulatória", que, segundo ela, "obstruía os canais de investimentos no país". Entre as medidas de incentivo estão a renovação e ampliação do Repetro, o regime fiscal aduaneiro que desonera investimento no setor; flexibilização nos índices de conteúdo local nas rodadas do pré-sal; fim do operador único.

Segundo ela, a "limpeza" de regras veio em hora oportuna, acompanhando o reposicionamento do Brasil no mapa de investimentos internacionais. Danielle lembra que depois da Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas de 2015, em Paris, houve grande mudança no comportamento dos países que assumiram compromissos de redução de emissões de gases poluentes.

"A indústria percebeu que a janela do petróleo podia estar se fechando, diante das perspectivas de redução gradativa de demanda", diz ela. Os países começaram nos últimos anos a rever suas políticas fiscais e regulatórias, a fim de acelerar investimentos no setor. O Brasil acompanhou o movimento.

No entender da advogada, qualquer que seja o presidente eleito, terá que manter postura pragmática em relação ao setor de óleo e gás: "Não temos mais tempo para errar", diz ela.

Também o **secretário de petróleo, gás natural e biocombustíveis do Ministério de Minas e Energia, João Vicente Vieira**, espera que o próximo governo dê continuidade ao diálogo com o setor, à estabilidade de regras e aos avanços da agenda regulatória. "A indústria sempre vai buscar o melhor lugar para investir. Se não tivermos regulação adequada e estabilidade, vão deslocar o investimento para outro lugar", afirmou.

Ele avaliou que a mudança do regime de concessão para o contrato de partilha, por exemplo, trouxe prejuízos significativos ao país. "Se não tivéssemos mudado o marco, possivelmente estaríamos produzindo 2 bilhões de barris por ano, ou seja, 5 milhões de barris por dia."

Segundo Humberto Quintas, vice-presidente e diretor jurídico da BP Energy do Brasil, a estratégia do setor, diante do futuro novo governo, é "continuar a boa advocacia, preventiva e reativa, do que é importante para a indústria. E confiar nas instituições do Brasil, que são sólidas". Ele destacou ainda que qualquer que seja o próximo presidente terá que trabalhar com o Congresso. E lembrou a tradição do país de honrar contratos.

O diretor-jurídico da Repsol Sinopec, Pablo Gay-Ger, concorda que "o que faz a grande diferença do Brasil em relação a outros países da América do Sul, é o respeito a contratos. Isso traz credibilidade a investimentos", ressaltou.

Além da questão do risco regulatório, outro ponto discutido no evento foi o chamado "government take", ou seja, quanto o investidor vai deixar para a sociedade em tributos e participações governamentais, que incluem royalties, participações especiais, taxas indiretas e diretas recebidas pelos governos por pagamentos realizados por operadoras do setor de petróleo e gás. E mais: qual a segurança do investidor de que esse "government take" não será alterado ao longo do empreendimento.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Lívia Ferrari | Do Rio

Título: Fornecedores estão mais integrados

Reformas regulatórias favoráveis ao mercado e o calendário de leilões proposto pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) acirraram a atratividade de exploração e produção de óleo e gás no Brasil, onde estão as áreas mais cobiçadas no momento, no mundo. Novos entrantes desembarcam em águas profundas brasileiras, e grandes petroleiras internacionais, que tinham deixado o país anos atrás, voltaram e estão ampliando investimentos no pré-sal.

"Temos orgulho de estar aqui e queremos fortalecer nosso relacionamento para outros próximos cem anos", afirmou Liam Mallon, presidente da ExxonMobil Development Company, numa referência à chegada da empresa no Brasil na primeira década de 1900. "Temos investidos aqui mais de US\$ 3 bilhões",

lembrou. A empresa americana, que andava tímida em negócios no Brasil, retornou ao mercado no ano passado.

A corrida aos reservatórios do pré-sal vem acompanhada pela busca de redução de custos de perfuração e declínio do tempo médio para produção em águas ultra profundas - uma equação que combina alta tecnologia e maior integração entre companhias petrolíferas e cadeia global de fornecedores de bens e serviços. A cooperação entre as partes, com a formação de parcerias capazes de acelerar o ciclo de negócios, passou a ser alternativa estratégica nesse novo ambiente de concorrência, segundo executivos da indústria de petróleo que participaram da Rio Oil&Gas.

"O Brasil já demonstrou a capacidade global de sua indústria submarina", disse Mallon, destacando encomendas feitas pela ExxoMobil de árvores de natal produzidas pela FMCTechnip, no Brasil, e que serão exportadas para o projeto de Liza, tocado pela petroleira americana na Guiana Francesa.

O executivo elogiou a proposta de bonificação de créditos para conteúdo local do Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor). A medida, que depende de regulamentação, incentiva petroleiras que atuam fora do país a comprar bens no Brasil e, assim, obter bonificação de conteúdo local em projetos por aqui. Este é o caso do projeto de Liza.

Fornecedora do setor, a Aker Solutions está exportando de sua fábrica em São José dos Pinhais (PR) 43 módulos de controle submarino para a Equinor (ex-Statoil), na Noruega. Com isso, poderá também se candidatar a crédito de conteúdo local pelo Pedefor.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Chico Santos | Para o Valor, do Rio

Título: Ásia deve ser destino prioritário e risco no Oriente Médio continua

O debate sobre a permanência da hegemonia econômica dos Estados Unidos e de seus aliados reunidos na Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) diante do crescimento asiático, comandado pela China, já está definido, pelo menos em relação ao mercado de petróleo e gás. "O destino [prioritário do mercado] nos próximos 30 anos será a Ásia", disse o renomado

pesquisador internacional Kenneth Medlock, professor da Rice University (Houston-EUA), ao abrir as sessões técnicas da Rio Oil & Gas.

Antes de fazer suas avaliações, Medlock buscou deixar claro que o mundo vem enfrentando sucessivas frustrações ao longo das últimas décadas na tentativa de fazer previsões sobre os rumos do mercado, especialmente do preço do petróleo. "Há muita inexatidão", disse, mostrando gráficos para comprovar que todas as tentativas nesse caminho feitas pelo governo dos Estados Unidos, desde 1979, foram imprecisas, "horríveis". Sua sugestão para quem não deseja cair na vala comum da sucessão de erros é ater-se aos "fundamentos" do mercado.

E esses fundamentos, de acordo com o estudioso, apontam que são os movimentos asiáticos que cada vez mais determinarão para onde caminha a indústria de petróleo e gás e os preços dessas commodities, deixando para trás o comando que a OCDE exerce há décadas. Para Medlock, a obviedade dessa tendência começa quando se constata que a OCDE, embora ainda represente o consenso das economias mais ricas do Ocidente, corresponde a uma população de apenas 1,3 bilhão de pessoas em um mundo com 7 bilhões de habitantes, sendo que a região asiática demandante se aproxima dos 3 bilhões, metade deles na China.

De acordo com o professor da Rice University, uma prova desse novo equilíbrio do mercado de hidrocarbonetos está nos próprios Estados Unidos, em sua espetacular virada da última década, quando passou de demandante a fornecedor de petróleo e gás - graças ao gás de xisto, a produção americana, segundo ele, cresceu 6,1 milhão de barris por dia de 2007 a 2017.

"As exportações dos Estados Unidos cresceram para onde? Para a Ásia", disse, ressaltando que os dois principais atores do mercado de petróleo e gás na última década foram a China, com sua política de diversificação de fontes de suprimento, e os Estados Unidos. Madlock também previu que o esforço asiático por fornecimento mais diversificado tem aberto espaço para novos atores, incluindo o Brasil, o que não significa a perda de importância de fornecedores tradicionais, como a Venezuela, que possam estar momentaneamente em baixa por razões políticas.

Para a norueguesa Toril Bosoni, analista sênior da Agência Internacional de Energia (AIE), as mudanças do mercado de hidrocarbonetos a partir de restrições decorrentes das mudanças climáticas geraram uma inversão importante: "Passamos da discussão sobre o pico da oferta para o debate sobre o pico da demanda".

Bosoni usa com o exemplo a frota de veículos elétricos. Segundo ela, apesar da produção recorde de 2017, essa frota ainda tem participação residual na frota total. Deve chegar a 50 milhões de veículos em 2025 e a 300 milhões em 2040, quando a frota total estará em torno de 2 bilhões de unidades, ou seja, alcançará 15%.

Ainda assim, ela estima que a demanda mundial por petróleo seguirá em alta pelo menos até 2024 e que mesmo até 2040 a perda de mercado trazida pelo crescimento da frota elétrica será compensada pelo aumento do consumo de querosene de aviação e de produtos petroquímicos.

A analista da AIE indica que a indústria de petróleo e gás precisa recuperar-se da forte queda de investimentos no biênio 2015/2016, o que só teria ocorrido marginalmente em 2017/2018. Ela espera que a produção brasileira, com foco no pré-sal, prossiga em expansão, contribuindo para o aumento da oferta alternativa aos membros da Organização do Países Exportadores de Petróleo (Opep), alguns, como a Venezuela, passando por um período difícil.

Para Fareed Mohamedi, consultor da chinesa SIA Energy International, os fornecedores do Oriente Médio ainda terão papel decisivo no suprimento da demanda de petróleo e gás. Segundo ele, o próprio mercado asiático que, concorda, é o que mais cresce, é "muito dependente do Oriente Médio".

O problema, diz, é que a região prossegue com forte tendência à instabilidade, especialmente após o que ele considera o malogro da "Primavera Árabe". Para Mohamedi, o potencial de instabilidade no Oriente Médio seguirá elevado, tendo como principal razão o fato de os lucros gerados pela indústria do petróleo não chegarem às camadas mais baixas da população, gerando a necessidade de controlar as pressões com poderio militar.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Chico Santos | Do Rio

Título: Inovação é chave para entrar na cadeia global

No foco principal do radar da indústria mundial do petróleo desde que a ANP retomou os leilões de áreas exploratórias do pré-sal em 2017, o Brasil volta a debater qual a melhor forma de aproveitar o novo "boom" do setor nos próximos anos para ganhar competitividade e conquistar um espaço nessa cadeia global de valor.

O consenso observado no debate sobre o tema realizado na Arena **Valor** do Conhecimento na Rio Oil&Gas foi de que as chaves estão em concentrar esforços em pesquisa e desenvolvimento (P&D), mais até do que na fabricação direta de equipamentos, e em manter a continuidade dos leilões para que não haja idas e vindas nesse processo. "P&D é o conteúdo local do futuro", resume Antônio Guimarães, secretário executivo de exploração e produção do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP).

Guimarães ressalta que o Brasil tem demanda, o que representa um fator importante para o desenvolvimento da cadeia de óleo e gás, mas precisa ter continuidade para que o pico de atividades previsto para o período de 2021 a 2023, resultante dos leilões realizados pela ANP no ano passado e neste ano, não seja seguido por um refluxo nocivo para o pleno desenvolvimento setorial.

Para que o Brasil entre no jogo global, exportando produtos, serviços e tecnologia, Guimarães entende que o país precisa perder um pouco o "fetiche" pela fabricação pura e simples, que, no seu entendimento, gera empregos, mas dá baixo retorno em termos de valor. "O que gera valor é tecnologia", ressaltando que o país terá US\$ 6 bilhões para investir em P&D até 2025.

Thelmo Ghiorzi, diretor da Associação Brasileira das Empresas de Serviços de Petróleo (Abespetro), considera que o Brasil tem hoje todas as condições para crescer como membro global da indústria do petróleo. Na sua avaliação, a política de conteúdo local implantada em governos passados permitiu a criação de um parque fabril significativo do setor no país. Agora, diz, é preciso aprofundar o esforço, direcionando a maior parte dos investimentos para P&D.

Com a visão de um cliente desse parque industrial, Roberto Monteiro, diretor de operações da PetroRio, uma das empresas mais ativas do mercado em revitalização de campos maduros de petróleo, disse que atualmente consegue suprir 100% das suas necessidades de mão de obra diretamente no mercado brasileiro, mas ressalva que o mesmo "nem sempre é possível" quando se trata de equipamentos.

Para ele, o próximo governo precisa focar seus estímulos em aumentar a competitividade do parque industrial já instalado, para ampliar os horizontes em escala global e evitar riscos de sucateamento em períodos menos dinâmicos do mercado doméstico.

Idarilho Nascimento, diretor Comercial da Tenaris, uma das líderes mundiais na fabricação de tubos para a indústria de petróleo, disse que o conhecimento necessário para que a empresa possa alcançar os níveis de produtividade e de competitividade essenciais à sua inserção global só pode ser obtido se houver continuidade.

Problemas relacionados ao chamado "custo Brasil", como deficiência logística e burocracia, travam a competitividade e o país precisa trabalhar para eliminá-los. Nascimento também entende que investir em P&D é fundamental para que o Brasil alcance o status de "player" global.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Chico Santos | Do Rio

Título: Processo de abertura do mercado de gás é lento

A abertura do mercado de gás é um processo lento e complexo, como mostram as experiências europeias. E o caminho do Brasil nesse sentido traz alguns complicadores. O país está muito aquém do ponto de partida da Europa quando esta iniciou sua abertura, no final dos anos 1990. E será preciso muita paciência para que seja alcançado aqui um processo satisfatório, uma vez que, passados 20 anos e apesar de terem partido de um ponto muito além, os europeus ainda têm muito a avançar.

O português Jorge Lúcio, diretor de regulação de gás & power da Galp, destaca a condição de importador do mercado europeu (que compra fora cerca de 80% do seu consumo), diferentemente do Brasil que importa, mas também é grande produtor. Ele conta que há 20 anos a Europa tinha "de 15 a 20 mercados nacionais, cada um com suas regras", tendo sido necessário um esforço da Comissão Europeia para buscar uma regulação que harmonizasse esses mercados.

As interligações de infraestruturas eram limitadas e cada país tinha sua estatal responsável pela importação e abastecimento, conta. Um dos primeiros passos foi a separação do proprietário da infraestrutura da distribuição, medida que a ANP busca também alcançar no Brasil, onde a Petrobras, maior produtora, era até há pouco monopolista na infraestrutura. Outra das medidas iniciais foi assegurar acesso dos novos entrantes no mercado à infraestrutura e permitir que os consumidores escolhessem seus fornecedores, começando pelos grandes clientes e centrais elétricas.

Alain Janssens, diretor internacional de supervisão regulamentar e design de mercado da francesa Engie, que participou da Rio Oil & Gas, destaca que no início dos anos 2000 o mercado europeu já era bem desenvolvido e que havia alguns "hubs", sendo o Reino Unido o mais importante, e houve necessidade de um período relativamente longo para que o mercado concorrencial se desenvolvesse.

Ante a necessidade de haver garantia de retorno para os investimentos em infraestrutura, elevados e de longo prazo, sem o quê o investidor dificilmente terá acesso a financiamentos, Lúcio, da Galp, sugere que o Brasil comece buscando zonas regionais para fazer interligações e diz que as tarifas de infraestrutura não podem deixar de levar em conta as oscilações setoriais do mercado, por exemplo, a queda no consumo do setor elétrico quando o clima favorece outras fontes de geração.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Chico Santos | Do Rio

Título: Logística pode travar mercado de biocombustíveis

A falta de investimentos em logística, seja por carência do setor público ou por falta de previsibilidade para atrair o setor privado, pode travar a expansão do mercado livre de derivados de petróleo e dificultar o cumprimento das metas de expansão dos biocombustíveis (etanol e biodiesel) previstas na Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio).

Concebida para impulsionar o cumprimento das metas de redução de gases do efeito-estufa assumidas pelo Brasil no Acordo de Paris, a RenovaBio prevê que a produção de biocombustíveis chegará a pelo menos 50 bilhões de litros em 2030, em comparação a cerca de 30 bilhões produzidos hoje.

O déficit logístico do setor foi uma das principais preocupações dos empresários, executivos e analistas reunidos na semana passada na Rio Oil & Gas 2018. Ricardo Catran, diretor-superintendente do grupo Ultracargo, diz que somente para suprir o aumento da demanda por gasolina e óleo diesel a ser complementado com importações serão necessários investimentos de R\$ 4 bilhões em terminais, com o objetivo de aumentar em um milhão de metros cúbicos (um bilhão de litros) a atual capacidade de movimentação. Do total, ele avalia que 25% terão que ser investidos até 2023.

Segundo a Plural, entidade que reúne as principais distribuidoras de combustíveis do país, o déficit brasileiro de derivados de petróleo chegará a 800 mil barris por dia em 2030. O cálculo leva em conta o aumento do consumo e o fato de que para os próximos 12 anos o único aumento significativo da capacidade de refino prevista para o Brasil será a entrada em operação da segunda fase da Refinaria Abreu e Lima (Rnest), em Pernambuco, que adicionará 115 mil barris por dia à capacidade atual que é de 2,4 milhões de

barris por dia, segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANP).

De acordo com Catran, 80% das importações de gasolina e diesel feitas pelo Brasil em 2017 passaram pelos terminais independentes cuja capacidade é de 3 bilhões de litros. As importações cresceram a partir do final de 2016 quando a Petrobras começou a colocar os preços dos seus produtos em paridade com o mercado internacional e refluíram desde maio de 2018, quando o governo passou a subvencionar o diesel para evitar o prolongamento da greve dos caminhoneiros que durou dez dias.

O mercado agora vive o suspense de saber qual a política de derivados de petróleo que vai vigorar após o fim da subvenção ao diesel, previsto para o dia 31 de dezembro. De acordo com Ricardo Mussa, vice-presidente executivo de logística, distribuição e trading da Raízen, uma das principais distribuidoras do país, sem uma previsão do que irá acontecer a alternativa das empresas é o transporte rodoviário, o que exige menos investimentos. "Não temos uma política que atraia investimentos de longo prazo", disse. A Raízen está segurando planos de investimentos superiores a R\$ 1,5 bilhão à espera de estabilidade regulatória.

O mercado quer saber se a política de eliminação de fato do monopólio da Petrobras no setor, especialmente no refino, iniciada no atual governo, veio para ficar. A estatal chegou a anunciar um programa de venda de parte do seu parque de refino (98% do parque nacional), considerado tímido pelo mercado (quatro unidades), mas esse programa foi suspenso por decisão liminar do ministro Ricardo Lewandowski, do Supremo Tribunal Federal (STF).

Felipe Kury, diretor da ANP, disse que "o monopólio de fato continuou" no refino e que a diversidade de participantes de nesse segmento "poderia iniciar a transição" para um regime competitivo que estimulasse os investimentos em infraestrutura. Segundo Kury, a ANP está empenhada nessa transição e que "é importante dar credibilidade à agência para trabalhar".

Com base em dados da Confederação Nacional do Transporte Kury destacou que o Brasil precisa de R\$ 1,7 trilhão para construir infraestrutura adequada, envolvendo 2.663 projetos críticos.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 02/10/2018****Seção: Suplemento - Petróleo e gás****Autor: Roberto Rockmann e Livia Ferrari | Para o Valor, do Rio****Título: Biocombustíveis e energias renováveis atraem negócios**

O aumento da produção de petróleo com a exploração gradual da camada pré-sal e a transição energética têm reflexo na estratégia de negócios das grandes petroleiras, que irão investir em gás natural, energias renováveis e biocombustíveis. Junto ao óleo extraído nos campos chega o gás, o que deverá dobrar a produção do insumo para 250 milhões de m³ diários em 2030. Para reduzir as emissões de poluentes globais, o etanol brasileiro deve ganhar espaço diante de uma frota mundial que deverá dobrar de tamanho em 25 anos e atingir dois bilhões de veículos. Investimentos em plantas solares e usinas eólicas também comporão o portfólio de novos negócios.

Associado ao petróleo, o gás deverá ganhar espaço no consumo industrial e do setor elétrico. "Esperamos produzir mais gás com o desenvolvimento dos nossos campos de petróleo no Brasil", destaca Kjetil Tugland, diretor de gás da Equinor.

"Muitos negócios vão ser criados, temos um braço de comercialização de energia elétrica que pode ser o embrião de uma comercializadora de gás", aponta Marcelo Menicucci, gerente geral de midstream da Shell Brasil Deepwater.

"Terá de haver um fim para o gás, já que há restrições técnicas para ele ser reinjetado e não pode ser queimado por questões regulatórias", diz José Magela Bernardes, diretor-presidente da Prumo Logística, que investe em duas térmicas com 3 GW de capacidade instalada no porto de Açu (RJ), um terminal de GNL com capacidade para 21 milhões m³/dia.

Também será necessário desatar nós tributários. "Só no Brasil questão tributária é assunto de presidente de empresa", observa Marcia Loureiro, vice-presidente tributária internacional da Equinor. Um dos problemas é que o país não tem tratamento uniforme para o insumo, ou seja, cada Estado tem uma alíquota diferente sobre a molécula. O gás da Bolívia pode atravessar seis Estados.

Outro desafio é criar mais convergência entre o gás natural e o setor elétrico. A maior intermitência na matriz, com o avanço de usinas eólicas e solares, exigirá energia térmica na base. "Se as autoridades querem segurança total, isso tem um custo, se for previsto que a energia será despachada todos os dias por 25 anos, isso tem um valor de investimento de exploração e produção. É preciso

então criar maneiras para não superdimensionar esse investimento e para aperfeiçoar o uso das térmicas no sistema", analisa Camila Schoti, gerente de assuntos regulatórios da Eneva, que produz oito milhões de m³ por dia, gás suficiente para atender Pernambuco e Minas Gerais.

Uma das principais novidades do setor é a chamada pública de contratação de capacidade no Gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol) que a Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) está realizando. Ela será concluída em julho e contempla 18 milhões de m³ por dia. Todos os novos contratos firmados pela TBG passarão a contemplar o novo regime de entrada e saída, que amplia a concorrência e propicia mais flexibilidade para que comercializadoras e produtoras possam participar do mercado. "Será um teste do novo mercado que surge", analisa Ricardo Pinto, diretor comercial da TNS.

Energia renovável também integra o portfólio de investimentos futuros das empresas. Equinor e Petrobras firmaram semana passada memorando para desenvolvimento de negócios em energia eólica offshore no Brasil. As empresas estão investigando ainda outras áreas de cooperação, incluindo o desenvolvimento de iniciativas em renováveis. A estatal brasileira não possui usinas eólicas no mar, enquanto a norueguesa opera três parques eólicos ao longo da costa do Reino Unido.

Para Carla Lacerda, presidente da ExxonMobil Brasil, o período de transição energética que o mundo vive se refletirá em uso mais intenso de tecnologia, no aumento dos biocombustíveis no mundo, de 1% para 15% até 2040, investimentos em eficiência energética e no maior uso de gás. No Nordeste, a empresa investe em um projeto para fornecer GNL a uma térmica.

O presidente da Shell, André Araújo, ressalta que a transição energética implicará decisões difíceis para empresas, consumidores e governos, já que cumprir as metas do Acordo de Paris significa mudanças no sistema energético.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Carlos Vasconcellos | Para o Valor, do Rio

Título: Atraso nas licenças ambientais pode ter custo de US\$ 14 bilhões

A Agência Nacional do Petróleo estima em até US\$ 14 bilhões o custo de sondas de exploração que estão paralisadas em 23 projetos no Brasil, por problemas ligados ao licenciamento ambiental. Segundo Marcelo Macedo, superintendente de segurança operacional e meio ambiente da ANP, as perdas

são maiores se forem considerados "geração de emprego, renda, participações governamentais e inovação", enumerou.

A diretora de licenciamento ambiental do Ibama, Larissa Carolina dos Santos, observou que o órgão vem aumentando o ritmo de concessão de licenças. Em 2017, foram 57 projetos licenciados, contra 117 este ano, número que deve crescer em função dos últimos leilões de concessão de exploração. "Temos trabalhado duro para atender à demanda, apesar da pouca quantidade de analistas."

Admitindo que existem gargalos, Larissa explicou que o trabalho de licenciamento não termina com a concessão do documento inicial, mas prossegue com o acompanhamento dos projetos na fase de operação. "Temos 2.799 licenciamentos ativos na área de óleo e gás, hoje, no Ibama", informou. Em 2003, eram apenas 302.

Para Shelley Carneiro, assessor da Confederação Nacional da Indústria, presente em painel sobre o tema na Rio Oil&Gas, tratar o gargalo do licenciamento ambiental como um problema de falta de mão de obra nos órgãos reguladores, no entanto, seria um erro. "É preciso investir em tecnologia e treinamento, em vez de contratar mais analistas", defendeu.

Carlos Henrique Abreu Mendes, gerente-executivo de operações e SMS do Instituto Brasileiro do Petróleo, por sua vez, observou que a questão ambiental, vinculada à indústria petroleira deixou de ser um problema de governo e passou a ser um problema de Estado. "As empresas esperam previsibilidade, regras claras, se possível, duradouras, e segurança jurídica para investir", afirmou.

O diretor da secretaria especial do Programa de Parcerias de Investimento (PPI), Bruno de Carvalho, observou que, em pesquisa realizada recentemente pelo governo entre empresas do setor, mais de 80% apontaram o aperfeiçoamento do processo de licenciamento ambiental como prioridade.

Em função dessa demanda, algumas iniciativas vêm sendo propostas para reduzir os atrasos. "Contratamos, em junho, o primeiro estudo de avaliação ambiental para a Bacia de Sergipe e Alagoas", contou Macedo. A partir desse mapeamento, explicou o superintendente, a ANP espera ter mais dados para dar mais rapidez, previsibilidade e tornar mais robusto o processo de licenciamento. "Queremos dar continuidade às avaliações em 2019, na Margem Equatorial, e em 2020, na Margem Leste, até Pelotas", disse.

Para o professor Emílio La Rovere, coordenador do Laboratório Interdisciplinar de Meio Ambiente da Coppe UFRJ, o modelo prévio usado na Europa e na América do Norte poderia ajudar a ver lacunas ainda na fase de projetos.

Segundo ele, isso evitaria situações embaraçosas, como a saída da El Paso do Brasil. A empresa abandonou um projeto com viabilidade econômica comprovada, lembrou.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Marco Antonio Monteiro | Para o Valor, do Rio

Título: Petrobras planeja investir R\$ 3 bi em pesquisa até 2022

Não será por falta de recursos que projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PD&I) na indústria de petróleo e gás deixarão de avançar no país nos próximos anos. Depois de uma paralisação de cinco anos nas licitações de novos campos petrolíferos, para definição do modelo de contrato do pré-sal, a recente retomada dos certames, tanto no pós-sal como no pré-sal, e os leilões que estão por vir já garantem a execução, nas próximas décadas, das pesquisas tecnológicas necessárias à redução do custo de produção do barril de petróleo - cuja cotação nos mercados internacionais flutua ao sabor das disputas geopolíticas.

O valor total acumulado de investimentos em PD&I entre 1998, logo após a quebra do monopólio, e o segundo trimestre de 2018 foi de R\$ 14,28 bilhões. A Petrobras foi responsável por R\$ 13,08 bilhões (92,1% do total) e as outras empresas petrolíferas por R\$ 1,20 bilhão (7,9%). Em seu programa de negócios no período 2018-2022, a Petrobras planeja destinar R\$ 3 bilhões para a área PD&I.

"A Petrobras investe em capacitação tecnológica cerca de US\$ 600 milhões por ano, o equivalente a 0,6% da sua receita. Investimentos em PD&I são destinados a reduzir custo de produção. Hoje, a perfuração de um poço custa três vezes menos do que há dez anos. Nos preparamos também para consolidar na empresa conceitos de baixo carbono e transformação digital. A ideia é adicionar valor ao próprio negócio", diz Paulo Barreiros, gerente de gestão tecnológica do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (Cenpes) da estatal.

Mas essa concentração da Petrobras nos investimentos em PD&I tende a se diluir, com a crescente produção no pré-sal e a maior presença de novas empresas na exploração e produção no país. Em 2017, por exemplo, o investimento de PD&I da estatal foi de 80% ante 20% das outras operadoras. "A tendência é de aumento da participação de outras operadoras até em função da importância recente da produção do pré-sal, área em que a Petrobras opera em parceria com outras empresas; o histórico é desproporcional porque antes havia

o monopólio", explica José Carlos Tigre, assessor técnico na Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico da Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Antes do pré-sal, o grosso da produção vinha do pós-sal da Bacia de Campos, com 100% de presença da Petrobras. Hoje, 60% da produção nacional já é do pré-sal. "E a Petrobras não está mais sozinha - alguns consórcios que adquiriam blocos em rodadas mais recentes nem incluem a Petrobras. Quantos mais campos novos forem entrando, maior será a participação de outras operadoras. E a chegada de novos parceiros pode acelerar o processo de desenvolvimento tecnológico", avalia Tigre.

A Lei 9.478, de 1997, que quebrou o monopólio do petróleo, estabeleceu para a ANP, entre outras funções, a atribuição de estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias para o setor. Desde a Rodada Zero, os contratos celebrados entre a ANP e as petrolíferas para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural dispunham de cláusula de investimentos em PD&I - que estabelece a aplicação de percentual da receita bruta da produção, segundo condições específicas da modalidade do contrato.

Para contratos de concessão, a obrigação de PD&I é constituída nos casos em que há o recolhimento de participação especial, ou seja, para campos de elevada produtividade ou rentabilidade, e equivale a 1% da receita bruta da produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos. No contrato da 1ª Rodada de Partilha da Produção e no contrato de cessão onerosa, a obrigação de PD&I é constituída a partir de qualquer volume de produção, sendo equivalente a 1% e 0,5%, respectivamente, da receita bruta. Para os contratos da segunda e terceira rodadas de partilha da produção, a obrigação de PD&I equivale a 1% da receita bruta, conforme critérios específicos associados à profundidade e medida do campo e aos procedimentos para recuperação do custo em óleo.

Os valores gerados são investidos em projetos de PD&I que podem ser executados pela petrolífera, por empresas brasileiras ou por instituições credenciadas.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Livia Ferrari | Para o Valor, do Rio

Título: Mulheres têm presença limitada em cargos de chefia

Com baixa presença de mulheres em posições de comando e cargos de chefia, a indústria do petróleo e gás reage para mudar esse cenário e aumentar a diversidade de gênero no setor. Várias iniciativas vêm sendo lideradas pelas mulheres, que cada vez mais abrem frentes para debater a questão e ocupar espaços. O tema foi levado para a Arena do Conhecimento, do **Valor**, evento paralelo à Rio Oil&Gas.

"Assunto propositalmente polêmico", avisa Cristina Pinho, vice-coordenadora da comissão de diversidade do Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), moderadora do painel. "Mas um bem necessário", resposta uníssona dos palestrantes Adriana Carvalho, da ONU Mulheres, Agnes da Costa, presidente do conselho fiscal da Eletrobrás, e, em minoria entre as mulheres, André Clark, CEO da Siemens do Brasil.

"Precisamos, sim, de ações afirmativas. O mundo corporativo não gosta muito de falar de cota, não tem problema. O importante é cumprir a meta", diz Adriana, envolvida com a agenda de desenvolvimento sustentável e ações de empoderamento da mulher.

Agnes observa que existem no setor público (ministérios, organizações e empresas estatais) comitês e comissões de gênero, indicando o envolvimento com o tema. Explicou, contudo, que "mulheres em posição de liderança no governo seguem um pouco o calendário eleitoral, com riscos de mudanças". Diante dessa realidade e com base no curso Women and Power: Leadership in a New World, feito na Harvard Kennedy School, Agnes, junto com Renata Isfer, consultora jurídica, desenvolveu iniciativa não institucional de elaborar uma lista com nomes de mulheres capacitadas para assumir o cargo de ministra de **Minas e Energia** no próximo governo e tentar elevar o número de mulheres em funções de chefia no ministério. A lista será entregue aos presidentiáveis.

Nas grandes corporações, exemplo positivo vem da Siemens, que trabalha com metas de ampliação do número de mulheres em cargos de liderança na empresa. "Este ano chegamos a 24%, devendo crescer para 30% em 2019; 35% em 2020, até atingir 50% mais adiante. Temos ação afirmativa e metas", afirma André, convencido - "como pai de uma jovem de 24 anos e como executivo" - da necessidade urgente de se aumentar o espaço da mulher na sociedade. "O Brasil é um dos países de maior violência contra as mulheres. Como elite intelectual e social, temos obrigação de ser agente de mudança", disse. Segundo o CEO, a empresa se preocupa em sempre melhorar o ambiente feminino.

Adriana, da ONU Mulheres, mostra estatísticas: O Brasil é o quinto colocado em feminicídio. Segundo o Instituto Ethos, a participação de mulheres é de apenas 14% em comitês executivos de empresas, 11% em conselhos de administração - percentuais sem alteração em dez anos.

Da mesma forma não evoluiu a participação das mulheres em nível de gerência (30%). "Temos que mexer na demografia, mas também na cultura das empresas", diz Adriana, para quem a discussão deve incluir raça, etnia. Estudo da consultoria McKinsey revela que empresas com presença feminina tendem a ter melhor resultado financeiro. Quando a diversidade de gênero é acompanhada da pluralidade de etnias, o estudo diz que o resultado é ainda melhor.

As mulheres foram foco também do debate da Arena Valor do Conhecimento sobre networking: O que falta para as mulheres consolidarem sua rede? A comunidade feminina do óleo e gás está atenta à questão e tem consciência da necessidade de separar a rede pessoal da rede profissional.

O painel foi moderado por Ana Zambelli, uma das três mulheres que integram, desde abril, o conselho de administração da Petrobras, ao lado de oito homens. Segundo ela, "networking não é só conhecer alguém, trocar cartão". Para Andréa Lebre, da empresa Networker, é fundamental construir uma rede de relações de qualidade, criando um ambiente produtivo.

Anelise Lara, da Petrobras, e da Comissão Diversidade do IBP, destacou a dificuldade das mulheres em construir e alimentar networking profissional, apesar de elas serem bastante sociáveis. Para Andréa, esta é uma questão cultural. Ela explica que mulheres latinas são "relacionais", agregadoras e atuam mais à vontade em ambientes afetivos, sociais.

Já Pinar Yilmaz, geóloga da ExxonMobil, nos Estados Unidos, é bastante atuante na rede. "Todos conhecem Pinar, qual seu segredo?", pergunta Ana Zambelli. "Não há segredo, basta gostar de gente", diz ela, dando algumas dicas sobre comportamento em ambiente profissional. "A maioria trabalha para corporações quem têm poucas mulheres no topo. Faça seu trabalho da melhor maneira possível e conexões. Fale com seus colegas de atividades profissionais positivas, de bons projetos. Você está sempre sendo observada, e quando ocorrer a chance de uma promoção, seu nome poderá ser lembrado."

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Suzana Liskauskas | Para o Valor, do Rio

Título: Indústria busca maior equilíbrio de gênero nos postos de comando

Há dez anos no mercado de óleo e gás, a paranaense Luciane Barboza, de 34 anos, graduanda do curso de engenharia de produção da Unisociesc, é a única

mulher em uma equipe de cerca de 50 inspetores que fiscalizam a fabricação de equipamentos submarinos para exploração em uma fornecedora da Petrobras. Com experiência em diversas áreas no setor de óleo e gás, como refino e transporte, Luciane afirma que o Brasil ainda precisa evoluir em relação à diversidade de gênero na indústria.

"Comecei no setor de óleo e gás na área de documentação. Dificilmente meus colegas do sexo masculino passam por esse setor, vão direto para o chão de fábrica. Se eu caminhei 100 passos da documentação até a inspeção, certamente meus colegas percorreram apenas dez. O preconceito é velado. A mulher precisa ser persistente para evoluir na carreira, aprendi a ser chata e muito criteriosa para ganhar espaço", conta Luciane.

Gabrielle Botelho, gerente de desenvolvimento organizacional da Equinor, afirma que o setor precisa de mais mulheres em todas as posições, sobretudo, em cargos de liderança. Ela explica que a indústria está apostando na diversidade, o que inclui diferentes formações, raças e religiões.

Gabrielle falou a uma plateia repleta de jovens estudantes de graduação de cursos voltados para o setor de óleo e gás - em grande parte mulheres -, em busca de uma oportunidade de estágio ou primeiro emprego. Ávidos por conhecimento, os jovens lotaram a sessão Profissional do Futuro, um dos eventos paralelos mais concorridos do segundo dia da Rio Oil&Gas.

Apesar de a indústria ressaltar a relevância da equidade de gênero, grandes empresas do setor ainda contam com poucas mulheres nos quadros gerais. De acordo com o presidente da BR Distribuidora, Ivan de Sá, as mulheres representam 23% do quadro total de funcionários na distribuidora. "Coincidentemente temos a mesma proporção em cargos de liderança."

Rose Fontes, gerente de recursos humanos da Galp Brasil, avalia que há muito a ser feito na temática de igualdade de gênero. Ela destaca três ações fundamentais para aumentar a presença feminina na indústria. "Falar sobre o assunto é essencial. Mas também devemos estimular ideias e ações. Por último, é preciso colocá-las em prática para gerarmos resultados expressivos."

Luciane Barboza acredita em uma mudança real nos próximos anos. "O caminho é longo para que a mulher seja valorizada como profissional capaz de atuar em qualquer área do setor de óleo e gás", completa.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 02/10/2018****Seção: Suplemento - Petróleo e gás****Autor: Lívia Ferrari | Para o Valor, do Rio****Título: Próximo governo terá de enfrentar desafios do setor**

O próximo presidente da República terá de enfrentar grandes desafios no setor de petróleo e gás. As incertezas em relação ao futuro da política de preços da Petrobras, do índice de conteúdo local, dos leilões do pré-sal preocupam especialistas, que consideram que o segmento de energia deveria ter propostas mais aprofundadas nas campanhas eleitorais.

A Arena **Valor** do Conhecimento, evento paralelo à Rio Oil & Gas, realizado na semana passada, convidou especialistas do setor de energia para uma avaliação das plataformas dos presidenciáveis no segmento de petróleo e gás. Para o professor Edmar de Almeida, do Grupo de Economia da Energia (GEE) do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), o programa liberal de Jair Bolsonaro (PSL) parece ser um dos que se aproxima das políticas adotadas no setor pelo governo Temer, representando, assim, "um certo continuísmo, mas com um liberalismo mais cru, sem agenda de sofisticação".

Ele acredita, porém, que posições radicais, como a privatização da Petrobras - defendida pelo candidato, que depois recuou da ideia -, teriam dificuldade de ir adiante no momento de alinhar uma coalisão política.

Já a proposta de Fernando Haddad (PT), segundo Almeida, indica "grande mudança em relação ao que se tem hoje, com possível controle político e social da Petrobras e sua utilização como instrumento de desenvolvimento e de política de preço". Ainda assim, o professor da UFRJ avalia que não há espaço prático nem político para se fazer alterações muito radicais. "A Petrobras ainda deve US\$ 80 bilhões, tem baixa capacidade de investimento e não pode aumentar seu endividamento", diz ele.

Para o especialista do GEE, as agendas de petróleo e gás de Marina Silva (Rede) e de Geraldo Alckmin (PSDB) são bastante convergentes entre si, e também representam, em vários aspectos, continuidade. Quanto à proposta de Ciro Gomes (PDT), Almeida considera ter pontos "disruptivos" que poderiam gerar traumas no setor, "como a ideia defendida pelo candidato de expropriação de contratos de exploração de campos de petróleo que foram vendidos no governo Temer". Almeida ressalta, no entanto, que a medida teria de passar pelo crivo

do Congresso. Ele não vê espaço para "aprovação de coisas muito mirabolantes".

O painel contou ainda com a participação do diretor-geral da Agência Nacional de Petróleo (ANP), Décio Oddone, e do consultor de empresas e ex-presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), Jorge Camargo. Eles defendem a política de investimentos no pré-sal, a realização do calendário de leilões e a liberalização do mercado de combustíveis. "A transparência e a competição são alternativas para dar legitimidade aos preços diante da sociedade", diz Oddone.

A ANP já trabalha nas próximas rodadas de leilões para 2019, independente de quem será eleito novo presidente: "O pré-sal é extraordinário, uma janela de oportunidade de geração de riqueza que não pode ser desperdiçada", afirma o diretor-geral da ANP, frisando que o país deixou de ganhar mais de R\$ 1 trilhão a partir da suspensão dos leilões, em 2007. "O atraso na exploração do pré-sal, na década passada, representou a oportunidade perdida de uma geração no Brasil. Deixamos de receber investimentos da ordem de R\$ 600 bilhões entre 2008 e 2013 e deixamos de arrecadar outros R\$ 600 bilhões entre 2013 e 2017", calcula ele.

Numa espécie de recado ao futuro novo governante, Oddone diz que é preciso superar o trauma ideológico e adotar postura muito mais pragmática.

"Continuamos tratando o petróleo como aquele bem estratégico, como na época da Guerra Fria, como se nada tivesse mudando". Segundo ele, "o petróleo caminha para a obsolescência. Ou somos capazes de usar esse recurso enquanto tem valor ou vamos perder de novo essa oportunidade".

Já para Camargo, existem dois tipos de propostas de campanha presidencial: "As que favorecem e as que não favorecem o investimento privado". Entre essas últimas, estariam, segundo ele, parar os leilões e impedir mudanças nas regras de conteúdo local. "Mas uma coisa é fazer campanha, outra é ser governo" pondera ele, acreditando que "qualquer administração minimamente pragmática vai ouvir o setor sobre como se faz para realizar esses investimentos, que têm potencial de R\$ 2,5 trilhões em dez anos".

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Suzana Liskauskas | Para o Valor, do Rio

Título: Mudança cultural é decisiva para sucesso do compliance no país

A sanção da Lei 12.846, conhecida como Lei Anticorrupção, em agosto de 2013, que regulamenta a responsabilidade civil e administrativa das pessoas jurídicas pela prática de atos contra a administração pública, reforçou a importância da mudança cultural nas organizações no Brasil para consolidar as práticas de compliance. Trata-se, porém, de um processo contínuo, que depende do nível de disposição das lideranças das instituições em punir prática ilícita, mesmo que envolva colaboradores altamente produtivos.

"O sucesso dos programas de compliance está diretamente ligado a uma questão cultural. É preciso saber o quanto a empresa está disposta a manter a integridade, a conformidade com as leis, apesar da burocracia e outros entraves. Essa mudança cultural precisa acontecer para colocar a instituição no caminho certo. Também é fundamental que essa cultura reflita o exemplo das lideranças", diz Marlon Jabbur, sócio da EY.

Para Thiago Jabor Pinheiro, sócio do escritório de advocacia Mattos Filho, um bom programa de compliance é precedido por análises de risco eficientes. "As empresas precisam entender a quais riscos estão sujeitas. Isso depende da quantidade de funcionários, dos setores em que atuam e das atividades que desenvolvem", diz.

Gustavo Valente, diretor de operações da Becomex, diz que, seja qual for o porte da empresa, a cultura organizacional é fundamental. Ele explica que um bom começo para adotar programas efetivos de compliance é disseminar os riscos que estão no dia a dia das organizações. "Na cadeia de óleo e gás, ainda há grande dificuldade em identificar programas de controles internos e os responsáveis por eles. Muitos ainda são adotados por exigências de relações com o comércio exterior. Há uma lição de casa a ser feita", afirma.

De acordo com Jabor Pinheiro, os processos de investigação internos são decisivos para a tomada de decisões. Ele ressalta que não adianta colocar no papel, é preciso ter atitude diante de práticas ilícitas. Isso tem que ser uma preocupação, sobretudo, da presidência da empresa. "Se a mensagem não é disseminada de cima para baixo, as pessoas vão tomar decisões a qualquer custo e continuarão dispostas a percorrer caminhos errados para atingir objetivos. A cultura de fazer a investigação, aliada às atitudes corretas, deve fazer parte do cotidiano", diz.

No caso de petróleo e gás, Rui de Oliveira Neves, diretor de assuntos jurídicos e governança da Galp, aponta como a principal dificuldade a busca pelo equilíbrio dos sistemas de compliance com as metas comerciais das companhias. Ele explica que é preciso integrar o rigor na aplicação da legislação e de códigos de ética e conduta com a agilidade para concluir processos em prazos adequados aos objetivos comerciais.

Segundo André Teixeira, presidente da Taxupdate, a indústria de petróleo no Brasil passou por importantes mudanças regulatórias nos últimos dois anos, principalmente no sistema tributário. Ele chama atenção para as mudanças relacionadas ao Repetro, regime fiscal aduaneiro especial relacionado à exportação e à importação de equipamentos com foco no setor de óleo e gás. "Existe muita insegurança sobre como aplicar essas alterações, principalmente no que se refere ao ICMS. Grande parte dos Estados não incorporou as novas regulamentações", afirma.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Suzana Liskauskas | Do Rio

Título: Política de conteúdo local deve focar em P&D

Para o setor de óleo e gás, é praticamente consenso que o Brasil precisa ter uma política de conteúdo local. No entanto, empresários ressaltam a necessidade de encontrar a calibragem adequada, a fim de evitar que seja restritiva demais e fique acima da capacidade do mercado. Mauro Andrade, vice-presidente de supply chain da Equinor, aposta em uma política de conteúdo local do futuro.

"Por que não olhamos para o futuro? Temos que desenvolver pesquisa, tecnologia, ter royalties e patentes. Isso deveria ser o foco de uma política de conteúdo local", afirma Andrade.

Para o executivo, o país saiu de uma política muito restritiva que estava acima da capacidade de entrega do mercado brasileiro. Ele explica que a consequência disso foi a retração nos investimentos.

"Temos ainda 20 campos descobertos que não foram desenvolvidos por serem subeconômicos. Entre os motivos, está o conteúdo local. É preciso achar o balanço."

Segundo o executivo da Equinor, os últimos ajustes levaram a legislação a um patamar mais "palatável". Andrade diz ser preciso esclarecer que o conteúdo local não é uma política em si, mas uma das ferramentas da política industrial. Ele ressalta a importância do legado dessa política.

"Quando as encomendas no Brasil cessarem, meu fornecedor brasileiro estará capacitado para concorrer no mundo inteiro? No Brasil, já vemos alguns segmentos com esse perfil, como o de perfuração e completação de poços e de SURF (Subsea, Umbilicals, Risers and Flowlines) ", completa o executivo.

Convidado do talk show que abriu os debates na Arena **Valor** de Conhecimento no segundo dia da Rio Oil&Gas, realizada de 24 a 27 de setembro no Rio de Janeiro, Mauro Andrade destaca ainda que o Brasil é o único país do mundo que tem todas as indústrias do segmento de SURF. "Essas empresas já estão exportando para Estados Unidos, México, Europa, África e Ásia. Temos que olhar agora para o conteúdo local do futuro", completa.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Suzana Liskauskas | Do Rio

Título: Estrutura do Ibama precisa ser repensada

A demora em liberar licenciamentos ambientais em áreas exploratórias licitadas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) é o maior problema da indústria do petróleo no Brasil, na opinião da ex-diretora da ANP e consultora da FGV Energia Magda Chambriard. A questão ganha uma proporção ainda mais grave do ponto de vista do investidor. "Isso é muito sensível para o investidor. Há situações que classifico como inacreditáveis."

Segundo a consultora, a demora na obtenção das licenças está atrapalhando os projetos da Total de perfurar nove poços. "A empresa está na Guiana Francesa, onde já computa quatro bilhões de barris recuperáveis, bem ao lado, a menos de 100 km da área no Brasil. Continuamos patinando no licenciamento ambiental", detalha.

Segundo a ex-diretora da ANP, quando se fala em Bacias de Campos e Santos, onde já há muitos ativos, o licenciamento é mais célere. Porém, Magda chama atenção para as novas fronteiras exploratórias no país, localizadas no Pará, no Maranhão, em Sergipe, Alagoas e no Amazonas, onde ela classifica o problema como gravíssimo. Dados da ANP apontam que a última licença ambiental concedida fora das Bacias de Santos e Campos foi em 2013.

As questões ambientais e a demora no licenciamento ganharam destaque na Arena **Valor** do Conhecimento. Para a consultora, instrumentos como Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) não são suficientes para resolver o problema atual. Outro ponto imprescindível, na análise de Magda, diz respeito ao aprimoramento dos recursos do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama).

"O Ibama é um órgão que até faz milagre, se pensarmos que ele é responsável por um país com 8,5 milhões de km², com um litoral de 8 mil km, uma

diversidade enorme de Norte a Sul. No entanto, é um órgão muito pouco equipado e sua estrutura precisa ser repensada", completa.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Suzana Liskauskas | Do Rio

Título: BR Distribuidora quer triplicar venda em posto

O crescimento do varejo de produtos desvinculados da cadeia de combustíveis em postos é uma tendência de mercado no mundo. Ivan de Sá, presidente da BR Distribuidora, avalia que o setor de conveniência é fundamental para a distribuidora e seus respectivos revendedores. De acordo com Sá, a BR Distribuidora tem potencial para passar das atuais 1.400 estações de serviço e chegar a quatro mil unidades nos oito mil postos da rede no país.

"Em época de maior dinâmica de mudanças de preços, enxergamos o desenvolvimento do negócio de não combustível dentro do posto como uma importante fonte de complementação de receita, necessária para o negócio", explica.

De acordo com Sá, em mercados externos, como o americano, a receita oriunda do varejo já ultrapassa a gerada pela venda de combustíveis nos postos. "Mas são mercados com logística diferente. No Brasil, vemos que é um caminho para uma fonte de receita adicional e com potencial de atrair maior fluxo de consumo no posto, que precisa ter equilíbrio financeiro", detalhou Sá, durante talk show na Arena **Valor** do Conhecimento no último dia da Rio Oil & Gas.

Para se tornar mais competitiva, a BR Distribuidora está investindo em inovação e transformação digital. O presidente da companhia ressalta que o posto de combustível tem um papel muito relevante no conceito de cidades inteligentes, seja pela oferta de serviços de conveniência ou com relação à mobilidade.

"Estamos desenvolvendo tecnologia em parceria com empresas como Amazon, Microsoft e Cisco. Na loja da BR Mania na sede da companhia, há testes com um modelo de automatização que permite ao cliente fazer o pedido antes de chegar à loja por meio de aplicativos. Em três postos de combustível no Rio de Janeiro, um aplicativo se comunica com a bomba, identifica o cliente cadastrado, e o pagamento é automatizado", diz Sá.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 02/10/2018****Seção: Suplemento - Petróleo e gás****Autor: Carmen Nery | Para o Valor, do Rio****Título: Transformação digital avança no setor**

A indústria de óleo e gás é, há anos, altamente digitalizada, com vasta utilização de equipamentos sensorizados, elevado nível de automação e gera uma camada monumental de dados. Mesmo assim, também vive o desafio da transformação digital. De acordo com Mauro Andrade, vice-presidente de gerenciamento de supply chain da Equinor (antiga Statoil), o que falta é justamente a capacidade de integrar a enorme massa de dados que as empresas produzem em diferentes áreas, para gerar insights de dados desde a exploração, perfuração, produção até a distribuição e o supply chain.

"Hoje cada área foca nos seus próprios dados. A integração de todos esses segmentos vai nos levar para outro patamar", diz Andrade. A Equinor opera o Campo de Peregrino na Bacia de Campos e conduz um projeto global de transformação digital que, na área de supply chain, foi iniciado há cerca de dois anos. A empresa tem um cronograma de implantação dividido em três etapas.

A meta é concluir a automatização de processos em 2020, quando será possível rastrear todos os equipamentos, ter o controle com a tecnologia de RFID e tornar o processo de aquisição tão simples como uma compra na Amazon. Em 2023, o processo entra no modelo de supply chain inteligente, com recursos de machine learning para garantir a manutenção preditiva, o que permitirá prever com antecedência quando os equipamentos poderão falhar. "Em 2025, acontecerá a etapa mais ambiciosa, que chamamos de autônomos supply chain, com pouca interação humana para executar os processos da área", diz Andrade.

Simon Cushin, diretor de pesquisa para petróleo e gás do Gartner, nota diferenças no processo de digitalização na área. Embora o setor tenha sido sempre digital, a tecnologia adotada agora é disruptiva, diz. Nesse cenário, as decisões devem se basear em análises profundas de dados e as barreiras entre TI e automação devem desaparecer e até convergir.

Para Philippe Bize, líder da prática de energia da Accenture Strategy, não se pode dissociar a transformação digital de todas as mudanças pela quais passa a indústria de energia. A demanda é cada vez mais não linear e a previsão de variabilidade de pico é cada dia mais difícil, porque a matriz energética está mudando. "A energia baseada em combustíveis fósseis tem crescimento marginal, enquanto a de baixo carbono tem consumo crescente. As margens,

por sua vez, estão se movendo do upstream (exploração e produção) para o downstream (distribuição). As empresas terão de passar por uma transformação digital interna para entregar energia da forma mais eficiente possível", diz Bize.

A Petrobras não dá detalhes de seu processo de transformação digital, mas, desde o final do ano passado, o projeto passou a integrar o Plano de Negócios 2018/2022. De acordo com o relatório, o objetivo é capturar as oportunidades criadas pela transformação digital e gerar valor por meio da implantação de soluções digitais na gestão de reservatórios e processos geológicos (geofísica, geoquímica e petrofísica). O programa inclui tecnologias como automação, big data, computação na nuvem, inteligência artificial e high performance computing.

Segundo Severino Macedo, consultor da Cisco, o processo digital passa pela transformação dos profissionais e exige rapidez. Para ele, poucos vão conseguir fazer a transformação no tempo necessário. Entre aos fatores que pressionam a transformação do setor de óleo e gás, ele cita a queda do custo da energia solar, a evolução das baterias e os robôs autônomos. Ele lembra que o carro elétrico tem 10% das partes móveis, mais do que os veículos a combustão, o que deve atrair o interesse de diversos fabricantes, inclusive de outros setores. Para Macedo, não há nada mais ineficiente do que o carro atual. No futuro, teremos veículos elétricos que vão rodar de 500 mil a 900 mil milhas em dois anos. A Audi anunciou dois modelos, um noturno e um diurno. E muito em breve os veículos autônomos virão sem volante e pedal.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 02/10/2018

Seção: Suplemento - Petróleo e gás

Autor: Carmen Nery | Do Rio

Título: IA e robótica mudam operações de upstream

Robótica, veículos autônomos, inteligência artificial (IA), realidade virtual e aumentada já são realidade e em breve poderão revolucionar as operações de upstream (exploração, desenvolvimento, produção e transporte) na indústria de óleo e gás. Essa é uma das apostas da Repsol Sinopec, que no Brasil opera os campos de Sapinhoá, Lapa e Albacora Leste. A empresa tem projetos de inteligência artificial - com foco em segurança, eficiência e sustentabilidade - e desenvolve um projeto de pesquisa e desenvolvimento para a criação de robôs para inspeção e manutenção subsea.

Na Rio Oil & Gas, foram exibidos os robôs Squidbot, para inspeção autônoma em tanques de armazenamento em serviço - parceria com a startup 13Robotics

--, e o Simex, que avalia o status da integridade estrutural de diferentes tipos de tanques, em parceria com a startup Simex. Os projetos são desenvolvidos com recursos do Fundo ANP para P&D. Segundo Marcelo Andreotti, líder de pesquisa da Repsol Sinopec, nos últimos três anos, a empresa investiu mais de R\$ 50 milhões em P&D no país. Há robôs que já fazem inspeções de maneira autônoma", afirma.

Anderson Leocádio, engenheiro de projetos, diz que a empresa utiliza IA na área de subsuperfície, para interpretar dados sísmicos, e em manutenção preditiva. O objetivo é aumentar a acurácia e a velocidade das análises, sempre de maneira assistida pelo ser humano". Para Andreotti, em breve os campos poderão ser totalmente operados por veículos autônomos e robótica.

Para Marcio Affonso, diretor de arquitetura da Baker Hughes GE, as operadoras passam por dificuldades e a IA permitirá otimizar os ativos que elas já têm. "A ideia é usarmos tudo o que os clientes nos entregam, e, num processo colaborativo, desenvolver protótipos. Temos mais de cem casos de uso na indústria, e o que foi desenvolvido para um cliente está disponível para os demais", afirma.

Segundo Ulisses Mello, diretor do laboratório de pesquisa da IBM Brasil, a IA ainda está em fase restrita, com reconhecimento de rostos e equipamentos. Mas já está indo para a fase em que será possível reconhecer fluxos de trabalho. "A abordagem da IBM não foi a de usar a força bruta do deep learning, que exigiria bilhões de dados, e sim o conhecimento de engenharia e da operação, estudos de campo e especialistas, que levam 20 anos para serem formados", Mello.

A Dassault Systèmes oferece uma plataforma de gestão da produção e de supply chain, e também vem utilizando técnicas de IA, gêmeo digital e realidade virtual e aumentada. Alejandro Chocolat, presidente da Dassault, diz que a plataforma tem software de simulação e design que apontam como deveria ser o produto e, uma vez gerado o protótipo, como ele se comporta na produção.

MME / ASCOM .