

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

Destaque (em vermelho) : Matérias que citam o Ministro Almirante Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior ou o MME:

Sumário

VEÍCULO: O Globo.....	2
Título: Foco na competitividade.....	2
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	5
Título: Ganho com royalties pode ser recorde em 2018	5
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	7
Título: ‘Esquema da Petrobrás se repetia nos Estados’	7
VEÍCULO: Correio Braziliense.....	10
Título: Russos de olho na energia brasileira	10
VEÍCULO: Valor Econômico.....	11
Título: Exploração de urânio deve ser aberta ao setor privado.....	11
Título: Governo vai estimular parcerias para ampliar a produção de urânio	12
Título: Morales corteja Bolsonaro de olho em renovação do contrato de gás	15
Título: O reposicionamento estratégico da Petrobras.....	17
Título: Destaques	19
Título: Renova terá de pedir novo prazo ao BNDES.....	20
Título: Thyssenkrupp prevê crescer dois dígitos no Brasil neste ano	22
Título: Ocyan avalia fornecer plataformas à Petrobras	24
Título: Curtas	26

VEÍCULO: O Globo**Data: 07/01/2019****Seção: Economia****Autor: João Sorima Neto E Leo Branco****Título: Foco na competitividade**

Setor produtivo defende pacote de medidas para destravar crescimento econômico

SÃO PAULO- Além das reformas macroeconômicas, que incluem as mudanças nos sistemas previdenciário e tributário e a desburocratização da economia, o setor produtivo espera que o governo Jair Bolsonaro (PSL) adote outras medidas para dar mais competitividade ao país. O ministro da Economia, Paulo Guedes, já declarou ter como meta melhorar o ambiente de negócios brasileiro e anunciar, de forma contínua, medidas que não dependem de aprovação do Congresso para simplificar a vida de empreendedores.

Consultadas pelo GLOBO, entidades que representam diferentes setores citaram sugestões como a criação de um grupo ou subsecretaria com foco nas exportações do agronegócio, que centralize todos os processos. Hoje, parte deles estão divididos entre três ministérios.

Para setores de mão de obra intensiva, como vestuário, a expectativa é que o novo governo institua um regime de tributação semelhante ao Simples para todas as empresas, incluindo as grandes. Até medidas mais difíceis, como a quebra do monopólio da **Petrobras** para produção de nafta e gás, foram citadas.

Algumas dessas entidades já levaram suas bandeiras ao novo governo durante a campanha. Após a posse presidencial e a definição da equipe ministerial, essas associações estão na expectativa de que as propostas sejam analisadas e colocadas em prática.

Para Sergio Vale, economista-chefe da consultoria MB Associados, é pouco provável que esse cenário ocorra: — Demandas que venham a resolver um ou outro grupo econômico têm poucas chances de ganhar o aval deste governo.

O economista avalia que o governo pode completar a inacabada agenda de reformas microeconômicas da gestão Michel Temer. Um bom começo seria levar adiante a tramitação do cadastro positivo, que amplia o acesso à informação sobre a qualidade do crédito de pessoas físicas e jurídicas. Já

aprovado nos plenários da Câmara e do Senado, o texto final depende apenas da votação de alguns destaques pelos deputados.

Imposto simplificado para setores de mão de obra intensiva

O setor têxtil e de vestuário responde por 1,5 milhão de empregos, sendo 75% das vagas preenchidas por mulheres. É considerado um setor intensivo em mão de obra. Para gerar mais competitividade e crescimento, representantes do segmento avaliam que um regime de tributação semelhante ao Simples, que é destinado a micro e pequenas empresas, poderia ser replicado para o setor.

"Todos os municípios do país têm costureiras.

E o custo desse trabalho para o empregador é relevante: varia de 30% a 60% do custo de fabricação. Nossa proposta é que essas empresas de mão de obra intensiva sejam tributadas por um regime semelhante ao Simples, com imposto médio de 5% a 7% sobre a receita, sem limite de tamanho da empresa. Isso geraria 60 mil novos postos de trabalho por ano", diz Fernando Pimentel, presidente da Associação Brasileira da Indústria Têxtil e de Confecção (Abit).

Criação de grupo com foco nas exportações do agronegócio

Atualmente, os trâmites para as exportações do agronegócio passam pelo Ministério das Relações Exteriores, da Agricultura e da Indústria e Comércio, agora incorporado parcialmente à Economia. É um processo muito burocrático, segundo representantes do setor. "Precisamos da criação de um grupo único, com foco nas exportações, que centralize e coordene todos os processos.

Sem essa centralização, ações como habilitação de plantas e preenchimento de questionários de exportação ficam mais demoradas, porque estão divididas entre três ministérios. É uma medida simples, mas que pode agilizar nossas exportações", afirma Francisco Turra, presidente da Associação Brasileira de Proteína Animal. Fernando Pimentel, da Abit, defende as negociações com blocos de países para aumentar as vendas ao exterior. "O Brasil ficou atrasado nos acordos internacionais", disse Pimentel.

Desconcentração na produção nacional de nafta e gás

O maior custo de produção do setor químico brasileiro é o valor da nafta e do gás natural. A razão é o monopólio de fato da Petrobras na fabricação desses dois produtos. A nafta brasileira custa mais que o dobro da europeia, enquanto o gás por aqui é três vezes mais caro do que o comercializado nos EUA, segundo Fernando Figueiredo, presidente da Associação Brasileira da Indústria Química (Abiquim).

"Acabar com o monopólio da Petrobras nessa área traria concorrência e derrubaria o custo dessas matérias-primas, fundamentais para a indústria química. É uma tarefa complicada, mas vai de encontro ao que o governo tem mostrado, que é a vontade de abrir a economia", diz. Ele afirma ainda que é preciso agregar valor ao petróleo e ao gás que fica para a União pelo regime de partilha. "Poderia ser feito um leilão para quem quiser industrializar esses produtos no Brasil, sem a participação da Petrobras".

Central única para liberar licenças ambientais

Agilizar a liberação das licenças ambientais é uma das ações defendidas pela Câmara Brasileira da Indústria da Construção (Cbic). "Hoje, corremos do Ibama para órgãos ambientais estaduais, municipais, quilombolas e patrimônio histórico até conseguir uma licença. É tudo pulverizado e demorado. O ideal seria ter, na mesma mesa, todos os representantes desses órgãos para agilizar as licenças.

O governo poderia criar uma secretaria encarregada desse licenciamento", diz José Carlos Martins, presidente da Cbic. Segundo ele, essa pulverização atrasa obras e mostra a falta de entrosamento do poder público num assunto bastante delicado. Com a agilização das licenças, diz Martins, os empreendimentos sairiam do papel com mais velocidade e gerariam mais empregos. "Hoje, o setor emprega 2 milhões de pessoas. Com qualquer ganho de competitividade, podemos voltar ao nível de 3,4 milhões de vagas que já tivemos".

Fiscalização unificada para descomplicar a vida do varejo

A unificação das informações dos diversos órgãos de fiscalização existentes (federal, estadual e municipal) tornaria a vida dos comerciantes menos complicada, diz Fábio Pina, assessor econômico da Federação do Comércio do Estado de São Paulo (Fecomércio). "Hoje, temos os Procons estaduais e municipais, além da Agência Nacional de Vigilância Sanitária, dependendo do setor de atuação, que é federal.

A unificação das fiscalizações num órgão reduziria o grau de arbitrariedade", diz Pina. Ele observa que o varejo está mais exposto a essa complexidade nas fiscalizações, o que estimula a informalidade e a corrupção. "A fiscalização faz parte do negócio, e é preciso coibir o mau empresário de atuar. Mas ela precisa ser mais racional e eficiente. Acredito que 99% dos empresários não querem atuar na ilegalidade. Mas não podem viver com a corda no pescoço das fiscalizações", afirma.

Redução das alíquotas de importação de insumos

Altas taxas de importação de matérias-primas reduzem a competitividade do produto brasileiro no exterior. De acordo com levantamento da Associação Brasileira da Indústria do Plástico (Abiplast), a indústria nacional paga 14% de imposto sobre a importação de resinas termoplásticas, por exemplo.

É a tarifa mais alta do mundo — na União Europeia, a alíquota é 6,5% e, no Chile, 6%. O resultado é que o mercado local de resinas é de praticamente uma indústria só, a Braskem, mas a produção do setor de plásticos tem pouca competitividade lá fora.

"O Brasil deveria taxar menos os insumos e mais os produtos de maior valor agregado, de modo a ampliar a competitividade da indústria nacional", diz José Ricardo Roriz Coelho, presidente da Abiplast e vice-presidente da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp). A saída para reduzir essas tarifas passa por uma agenda de abertura comercial.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Data: 07/01/2019

Seção: Mercado

Autor: Nicola Pamplona

Título: Ganho com royalties pode ser recorde em 2018

Rio de Janeiro- Com a recuperação dos preços do petróleo durante 2018, a projeção é que a arrecadação com os royalties cobrados das petroleiras fechará o ano com recorde histórico. E a perspectiva é de novo aumento em 2019, ano em que o volume de óleo produzido no país deve saltar mais de 10%.

De acordo com dados da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás e **biocombustíveis**), até novembro, as petroleiras que operam no país recolheram R\$ 50,2 bilhões em royalties e participações especiais — espécie de imposto de renda cobrado de campos com grande produção de petróleo e gás.

São quase R\$ 3 bilhões a mais do que o recorde anterior, atingido em 2014, de R\$ 47,3 bilhões (corrigidos pela inflação). Até o fim do ano, a arrecadação de 2018 deve chegar a R\$52 bilhões, segundo projeção do CBIE (Centro Brasileiro de Infraestrutura).

A alta reflete a valorização das cotações internacionais, que subiram em média 39% nos primeiros nove meses, em comparação com o mesmo período do ano anterior — dado relativo ao Brent, negociado em Londres e usado como referência internacional.

O cenário ajudou a compensar a pequena queda na produção de petróleo do país, de 1,7% até novembro.

A evolução da produção em campos de grande produtividade também ajudou: até novembro de 2018, a receita com a participação especial, que historicamente registra volumes semelhantes aos dos royalties, somou R\$ 29,6 bilhões, quase R\$ 10 bilhões a mais do que a dos royalties e 37% acima do registrado em 2017.

A Petrobras iniciou operações em quatro plataformas em 2018. Até o fim de 2019, são esperadas mais quatro, elevando a produção nacional para cerca de 3,1 milhões de barris por dia, segundo projeção do CBIE.

Assim, a arrecadação com royalties e participações especiais deve subir a R\$ 57,2 bilhões no ano, afirma a consultoria.

A estimativa considera um barril de petróleo Brent cotado a US\$ 66 (R\$ 254, ao câmbio atual) e o dólar a R\$ 3,80. Atualmente, o Brent está em torno de US\$ 55 por barril e o dólar rondando os R\$ 3,80.

A queda da cotação do barril nas últimas semanas, porém, põe em risco as projeções. Em três meses, desde o dia 3 de outubro, o preço do Brent caiu de US\$ 85 para os US\$ 55 atuais.

Pré-sal altera o mapa de ganhos com extração de óleo e gás

Com o crescimento da produção nos campos do pré-sal, houve um deslocamento da arrecadação do dinheiro dos royalties que é distribuído entre União, estados e municípios localizados em zonas produtoras de petróleo e gás.

Os recursos, antes concentrada no litoral Norte do Rio de Janeiro, agora estão migrando para o Sul do estado.

Os principais arrecadadores hoje são Maricá e Niterói, na região metropolitana do Rio, com R\$ 913,3 milhões e R\$ 805,6 milhões acumulados em 2018, respectivamente, de acordo com dados do site Infopetro. Os dois ficam em frente ao campo de Lula, o maior do país, que começou a operar em 2010 e hoje responde por um terço da produção nacional de petróleo.

Líderes na lista até o surgimento do pré-sal, Macaé e Campos, no Norte do Rio, vêm logo atrás, com R\$ 534,3 milhões e R\$ 530,7 milhões, provenientes da produção na Bacia de Campos.

Ilhabela, no litoral paulista, ocupa a quinta posição, com R\$ 507,7 milhões, beneficiada pela em particular pela extração no segundo maior campo do país, Sapinhoá.

A concentração dos recursos é alvo de protestos de municípios não produtores, que cobram do STF (Supremo Tribunal Federal) decisão definitiva sobre a redistribuição dos recursos aprovada no Congresso em 2012 e suspensão por liminar no ano seguinte a pedido do governo do Rio de Janeiro, o maior arrecadador entre os estados.

Em abril, a CNM (Confederação Nacional dos Municípios) lançou manifesto pedido que o julgamento do tema ocorresse o quanto antes. Na época, a entidade calculava que os estados e municípios deixaram de arrecadar R\$ 43,7 bilhões desde que a lei foi aprovada, em valores corrigidos pelo IPCA.

Em evento nesta quinta-feira (3) o governador do Rio, Wilson Witzel, pediu apoio do governo Jair Bolsonaro para derrubar definitivamente a legislação.

"O Rio não pode prescindir dos royalties do petróleo para garantir os serviços públicos", afirmou. "Dividir os royalties não vai resolver os problemas dos outros estados, mas certamente vai deixar o Rio em estado de calamidade", completou o governador.

O governo federal teve arrecadação extra também com os contratos de partilha de produção, modelo criado no governo Lula para o pré-sal.

A estatal PPSA (Pré-Sal Petróleo SA) transferiu ao Tesouro R\$ 1,13 bilhão em 2018.

Os recursos são provenientes da venda da fatia da produção que pertence à União no campo de Mero. A área está localizada em Libra, a primeira licitada sob o contrato de partilha da produção.

Também entram nessa contabilidade o acerto de contas do campo de Sapinhoá, que começou a produzir em 2010 mas, descobriu-se depois, que parte dessas reservas está fora da área de concessão.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Data: 07/01/2019

Seção: Política

Autor: Ricardo Brandt Fausto Macedo

Título: 'Esquema da Petrobrás se repetia nos Estados'

Entrevista

Roberson Pozzobon, procurador da República

Integrante da Lava Jato, Roberson Pozzobon afirma que ida de Moro para Ministério da Justiça vai acelerar investigações

A Lava Jato se consolidou em 2018 como um modelo de investigação e atuação no combate à corrupção, na avaliação do procurador da República Roberson Pozzobon, integrante da força-tarefa da operação em Curitiba. Um "modelo" que será replicado no País como diretriz do plano anticrimes do agora ministro da Justiça e Segurança Pública, Sérgio Moro. "Ficou muito claro que o esquema que a gente havia constatado na Petrobrás se repetia de modo muito semelhante, senão idêntico, em outros governos, de Estados e municípios, em que estavam muitas vezes membros da oposição ao governo federal", disse ele ao Estado. Segundo ele, com Moro e parte da equipe da Lava Jato em postos-chave no governo, deve mudar o cenário de combate à corrupção "para o prisma legislativo, para o prisma de política pública". A seguir, os principais trechos da entrevista:

Qual balanço o sr. faz da Lava Jato em 2018?

No olhar da grande figura, vejo que em 2018 a Lava Jato se consolida como um modelo de investigação e atuação concentrada não só do Ministério Público, mas com os órgãos parceiros, a Polícia Federal e a Receita. Isso fica claro a partir do grande desenvolvimento dado em Curitiba e também no Rio de Janeiro, que seguiu esse modelo e aperfeiçoou técnicas de investigação e processamento. No Paraná, ela avançou para áreas da Petrobrás ainda com corrupção e que estavam fora do radar, como o mercado de combustíveis, com grandes empresas petroleiras internacionais. Houve também um avanço nas investigações de um esquema grande de corrupção em rodovias e pedágios, que envolvia o governo estadual. O que confirmou que o esquema investigado na Petrobrás se repetia de maneira semelhante no governo estadual envolvendo outros partidos.

Como responde à acusação de que a Lava Jato era teleguiada para pegar o PT e aliados?

No início da operação, quando nossa competência estava exclusiva em torno da Petrobrás e os dados e provas ainda eram limitados, investigávamos corrupção na maior estatal federal brasileira. Sendo uma estatal federal e que um partido estava no Poder há mais de uma década, é natural que os grandes mentores, grandes corruptores e corrompidos estivessem vinculados ou pagando propinas à situação, no governo federal, que envolvia determinados partido, PT, PP e

MDB, principalmente. Com o avançar da operação, pessoas jurídicas, executivos e os próprios agentes públicos ficaram expostos e procuraram na celebração de acordos de colaboração e acordos de leniência, melhorar suas penas. E ficou muito claro que o esquema que a gente havia constatado na Petrobrás se repetia de modo muito semelhante, senão idêntico, nesses outros governos, de Estados e municípios, em que estavam muitas vezes membros da oposição ao governo federal.

O que é esse modelo Lava Jato que Moro quer replicar no País?

Não vejo a Lava Jato como uma escola, longe disso, não temos essa pretensão. A ideia é parceria. Por termos enfrentados diversas dificuldades no processamento de réus poderosos, políticos, já temos alguma experiência em como contornar esse caminho das pedras, em imprimir eficiência no processamento. Por exemplo, a força-tarefa do Rio foi em busca, já no primeiro ano de constituição, de programas que pudesse otimizar a análise do volume colossal de informações. Adquiriram um programa que permite a leitura, o espelhamento de celulares dos investigados com uma eficiência maior do que se tinha antes. O compartilhamento de provas e a troca de informações hoje se dá de forma muito mais eficiente.

Sem Sérgio Moro à frente, a Lava Jato acaba em Curitiba?

Muito pelo contrário, vejo essa assunção do cargo de ministro da Justiça pelo Sérgio Moro como algo positivo à Operação Lava Jato, porque ele vai enfrentar o problema de forma macro, vai enfrentar justamente as falhas legislativas, as lacunas, ausências de normas em determinados pontos, que fazem com que a corrupção se retroalimentem no Brasil. E, às vezes, passa uma mensagem para quem enfrenta a corrupção de que está enxugando gelo. Isso (a ida de Moro para o ministério) amplia o espectro de combate à corrupção para o prisma legislativo, para o prisma de política pública e no que diz respeito ao espaço que ele (Moro) deixou, ele vem sendo ocupado por uma excelente magistrada, que já decidiu casos muito sensíveis de forma muito técnica e relevante, que é a doutora Gabriela Hardt.

O número de operações reduziu em 2018. Podemos esperar pelo fim da Lava Jato em 2019?

A Lava Jato está em franco desenvolvimento. Pode ter certeza que em 2019 haverá novas fases da operação. A população pode esperar ainda antes do Carnaval novas medidas da Lava Jato, medidas importantes no combate à corrupção, investigação de grandes esquemas de corrupção. Estamos agora em recesso, que encerra em 6 de janeiro. A partir de então, a Operação Lava Jato segue a pleno vapor. Costumamos usar uma expressão dentro da força-tarefa –

que a ponta do avião está para cima. Não estamos em programa de pouso. Há uma série de fatos a investigar. Não custa lembrar que, das 57 fases deflagradas desde março de 2014, havia uma série de linhas investigativas que demandaram maior aprofundamento. E algumas dessas linhas terão desdobramentos agora.

Quando 2018 começou, o clima na força-tarefa era de apreensão, com os riscos de leis para frear a Lava Jato. O ano foi pior ou melhor do que o esperado?

A corrupção que foi investigada e revelada pela Lava Jato, a grande corrupção no governo envolvendo pessoas poderosas econômica e politicamente, ela é uma corrupção encrustada na seara política e econômica, no trato da coisa pública no Brasil há muito tempo. Então, houve, há e ainda teremos reações a quem combate essa grande corrupção brasileira.

A possibilidade de revisão do entendimento do Supremo de prisão após segunda instância ainda é um risco?

É engraçado a gente rediscutir esse tema depois de tão pouco tempo. Esse precedente do Supremo foi confirmado em 2016 e no início de 2018. Não só confirmado pelo plenário da Suprema Corte, como confirmado em um regime de repercussão geral, que faz vincular todas as outras decisões de todos outros tribunais do Brasil. Aí o Supremo, meses depois, vem e fala "não, precisamos rediscutir isso". É algo que num primeiro plano traz uma grande insegurança jurídica. Há possibilidade de ser rever esse entendimento? Há possibilidade. Torcemos para que não. Acreditamos que a melhor solução para o Brasil não será reverter o entendimento.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Data: 07/01/2019

Seção: Negócios

Autor: Amauri Segalla

Título: Russos de olho na energia brasileira

A Rosatom, estatal russa especializada em geração de energia nuclear, enviará nesta semana uma mensagem de congratulações ao novo **ministro de Minas e Energia, almirante Bento Albuquerque**, junto com uma breve apresentação do programa nuclear russo. Há quatro anos, a Rosatom chegou a consultar o governo Dilma Rousseff para uma eventual parceria na área energética e troca de tecnologias, mas as conversas não avançaram. A empresa considera o Brasil um mercado estratégico.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 07/01/2019****Seção: Brasil****Autor: Francisco Góes, Rodrigo Polito e Marcos de Moura e Souza | Do Rio e Belo Horizonte****Título: Exploração de urânio deve ser aberta ao setor privado**

O governo Bolsonaro pretende abrir, para empresas privadas, a pesquisa e a exploração de urânio, atividades que hoje são monopólio da União. A ideia é firmar parcerias do setor privado com a Indústrias Nucleares do Brasil (INB), estatal vinculada ao **Ministério de Minas e Energia**. No modelo em estudo, o monopólio estatal seria mantido, evitando-se portanto alterar a Constituição, e as empresas entrariam com participações minoritárias nos novos projetos. A vantagem seria o ganho de agilidade que a participação do setor privado traria.

O Brasil possui a sétima reserva mundial de urânio, mineral usado como insumo em mais de 11% da energia elétrica consumida no mundo. Desde 2015, a produção nacional está parada porque a única mina em atividade, em Caitité (BA), perdeu a viabilidade econômica. De 2000 a 2015, a produção atendeu à demanda das usinas nucleares Angra 1 e 2. Mas, desde então, o Brasil importa o mineral para abastecer as usinas.

O sinal de que o governo prepara guinada na área foi dado pelo novo **ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque**. Na posse, o ministro, especialista no tema, disse que o Brasil não pode se entregar "ao preconceito e à desinformação, desperdiçando duas vantagens competitivas raras": o domínio da tecnologia e do ciclo do combustível nuclear e a existência de grandes reservas de urânio.

Parcerias com o setor privado já foram realizadas sem sucesso. Um exemplo foi o acordo firmado entre a INB e o Galvani, grupo que atua na área de fertilizantes. O projeto seria para a produção de fosfato e urânio em Santa Quitéria, no Ceará. "Esse tema é um paradigma a ser quebrado, assim como outras questões, como a mineração em faixas de fronteira, terras indígenas e unidades de conservação de uso sustentável. São pontos que merecem discussão serena, franca, sem cunho ideológico e preconceitos", defende a ABPM, entidade que representa o setor.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 07/01/2019****Seção: Brasil****Autor: Francisco Góes, Rodrigo Polito e Marcos de Moura e Souza | Do Rio e Belo Horizonte****Título: Governo vai estimular parcerias para ampliar a produção de urânio**

O governo de Jair Bolsonaro deve promover uma abertura nas áreas de pesquisa e exploração de urânio, atividades que, segundo a Constituição, são monopólio da União.

Uma ideia que tende a ganhar fôlego no novo governo é a realização de parcerias do setor privado com a Indústrias Nucleares do Brasil (INB), estatal agora vinculada ao Ministério de Minas e Energia e encarregada da prospecção, pesquisa e lavra de jazidas de minérios nucleares. Nesse modelo, a União manteria o monopólio, o que evitaria problemas com a Constituição, mas ganharia agilidade para multiplicar áreas de exploração de urânio, mineral do qual o Brasil tem a sétima maior reserva mundial e que serve como insumo para mais de 11% de toda a energia elétrica consumida no mundo em centrais nucleares como Angra 1 e 2.

O sinal para uma maior flexibilização da pesquisa e da exploração do urânio no país partiu do **ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque**, na semana passada. No discurso de transmissão de cargo, Albuquerque, um especialista no tema nuclear, disse que o novo governo pretende estabelecer um diálogo "objetivo, desarmado e pragmático, com a sociedade e o mercado, sobre essa fonte estratégica na matriz energética brasileira".

"O Brasil não pode se entregar ao preconceito e à desinformação, desperdiçando duas vantagens competitivas raras que temos no cenário internacional - o domínio da tecnologia e do ciclo do combustível nuclear e a existência de grandes reservas de urânio em nosso território", acrescentou Albuquerque. A Associação Brasileira de Empresas de Pesquisa Mineral (ABPM) interpretou o discurso do ministro como um sinal claro de que o novo governo está disposto a discutir a abertura do setor.

A flexibilização das regras para pesquisa e produção de urânio foi um dos pleitos que entraram na pauta da equipe de transição antes mesmo da posse de Bolsonaro, segundo informou ao **Valor** um dos participantes da equipe. A expectativa, segundo a fonte, é que o novo ministro venha a tomar posição sobre esse tema, ouvindo o mercado.

As bases para a abertura haviam sido lançadas no fim do governo Temer, quando foi editado o decreto 9.600, de 5 de dezembro de 2018, consolidando princípios da Política Nuclear Brasileira. O decreto, cuja preparação foi conduzida pelo Gabinete de Segurança Institucional (GSI), agora chefiado pelo ministro Augusto Heleno, reserva uma parte para tratar da exploração mineral. Fala em fomentar pesquisa e prospecção de minérios nucleares, incentivar a produção nacional desses minérios e seus subprodutos para atender demanda interna e exportações e assegurar o "recurso geológico estratégico" de minério nuclear.

A INB detém o monopólio de pesquisa, produção e beneficiamento de urânio. Mas desde 2015 a produção está parada porque a mina a céu aberto de Cachoeira, em Caetité, na Bahia, a única então em atividade no país, deixou de ser viável economicamente. A empresa partiu para projeto de lavra subterrânea no mesmo local. Por causa de dificuldades no licenciamento, a INB decidiu investir em outra mina a céu aberto, na jazida do Engenho. "A expectativa é que a partir de meados de 2019 tenha início a lavra", informou a assessoria da INB.

De 2000 a 2015, a produção de concentrado de urânio da INB (3,76 milhões de quilos) atendeu às necessidades de fornecimento de combustível para as usinas nucleares Angra 1 e 2. Mas desde 2015 o Brasil importa urânio para abastecê-las.

Mesmo com a produção anual estimada de 270 toneladas de concentrado, a partir da lavra da Mina do Engenho, a INB não conseguirá suprir a demanda total das usinas. "Mas já permitirá uma economia com a importação da ordem de R\$ 50 milhões", afirmou a INB.

A World Nuclear Association informa em seu site que minas no Cazaquistão, Canadá e Austrália respondem por mais de dois terços da produção mundial de urânio, que em 2017 foi de 59,5 mil toneladas. O Cazaquistão é o maior player, com 39% da produção global. Ainda de acordo com a entidade, mais da metade das minas de urânio do mundo em produção pertencem a estatais.

Um ranking da associação mostra que as maiores empresas do setor são a cazaque Kazatomprom, a Cameco (com operação no Canadá e no Cazaquistão) e a francesa Orano. Rio Tinto e BHP Billiton também aparecem entre as grandes.

Segundo fonte da indústria, a parceria com o setor privado surge como possibilidade de expandir a produção de urânio no Brasil, uma vez que hoje a exploração deste mineral é mais difícil pois a tarefa cabe, exclusivamente, à INB. A estatal já fez parceria com a Galvani, grupo que atua na área de fertilizantes, para exploração de uma reserva de fosfato com urânio associado em Santa Quitéria (CE), mas o acordo não saiu pois depende de licenças e da criação de

infraestrutura, com apoio do governo do Ceará. Uma fonte lembrou que toda reserva de urânio precisa passar por dois licenciamentos: o ambiental, pelo Ibama, e o nuclear, pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), à qual a INB se vincula.

Outro executivo disse que a lógica de parcerias na pesquisa e na exploração mineral do urânio é a mesma que se aplica à geração de energia nuclear no Brasil. O controle da atividade deve ser da União, mas nada impede que seja contratada uma empresa privada para atuar na exploração de urânio. "Não há necessidade de mudança na Constituição para isso", disse.

Segundo o interlocutor, a INB pode contratar uma empresa privada para prestar serviço de exploração. Nesse caso, o urânio seria da INB, que pagaria uma quantia para a empresa que prestar o serviço. Outra alternativa seria uma empresa privada ter uma participação minoritária na própria INB, mantendo a União como controladora da companhia. Ainda não se chegou à discussão de como deve ser o modelo de negócios nas parcerias entre o governo e o setor privado.

A fonte reafirmou que desde a exaustão da mina de Cachoeira, em Caetité, o Brasil deixou de produzir urânio, embora possua uma das maiores reservas mundiais. Se voltar a produzir em maior escala, poderá gerar excedentes para a exportação, levantando recursos para investir em outras etapas do ciclo do combustível nuclear, incluindo a conversão e o enriquecimento no Brasil.

A conversão consiste em levar o urânio concentrado para o estado gasoso, o hexafluoreto de urânio (UF₆). É somente por meio desse processo que o urânio pode ser enriquecido. Já o enriquecimento consiste em aumentar a concentração do urânio, o que torna possível a sua utilização como combustível nas usinas nucleares. "O ciclo do combustível nuclear é outro 'calcanhar de Aquiles' no Brasil" disse a fonte.

No ciclo do combustível, o Brasil não tem escala para fazer a conversão do urânio em UF₆, a segunda etapa do ciclo. O país só tem 15% de capacidade de enriquecimento, a terceira etapa do ciclo. Em relação à conversão, a construção de uma unidade industrial de conversão com capacidade de mil toneladas/ano demandaria investimentos de US\$ 500 milhões. Já a construção de estrutura para o enriquecimento é modular e já vem aumentando.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 07/01/2019****Seção: Internacional****Autor: André Ramalho e Marsílea Gombata | Do Rio e de São Paulo****Título: Morales corteja Bolsonaro de olho em renovação do contrato de gás**

A inusitada tentativa do presidente boliviano, Evo Morales, de se aproximar do governo de Jair Bolsonaro se dá num momento-chave para a definição do futuro da relação comercial entre os dois países. No fim de 2019 vence o contrato de exportação de gás natural boliviano ao Brasil. A renovação desse contrato é vital para a Bolívia e para Morales.

No ano passado, a venda de gás ao Brasil gerou uma receita de US\$ 1,54 bilhão à Bolívia, e representou 94% de tudo o que o Brasil importou da Bolívia, segundo dados do Ministério de Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC), que foi incorporado pelo novo Ministério da Economia. Em 2017, a receita com a venda de gás ao Brasil representou 3,2% do PIB da Bolívia.

A estatal boliviana YPFB pretende apresentar neste mês uma proposta de contrato a um grupo de distribuidoras de gás canalizado do Brasil. O cenário de mercado não é tão favorável quanto era 20 anos atrás. O contrato original entre os dois países foi assinado no governo de Fernando Henrique Cardoso. As importações começaram em 1999, num contexto em que o setor de gás natural dava seus primeiros passos no Brasil.

Agora, com o aumento da produção nacional, a expectativa é que a demanda pelo gás boliviano caia nos próximos anos. O mesmo deve acontecer na Argentina, o segundo maior comprador do gás da Bolívia, que está iniciando a exploração de gás de xisto no campo de Vaca Muerta.

Segundo as projeções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), as importações brasileiras de gás natural devem cair para patamares próximos a 20 milhões de metros cúbicos diários (m³ /dia) a partir de 2022. O contrato atual prevê a importação de cerca de 30 milhões de m³ /dia, dos quais uma primeira parcela, de 18 milhões de m³ /dia, vence neste ano.

O canal de negociação também mudou. Se no passado os contratos eram discutidos numa relação centralizada e estatal, entre representantes dos dois governos, Petrobras e YPFB, o novo contrato deverá ser negociado de forma diferente. A estatal brasileira já sinalizou que não se encarregará mais de importar todo o volume de gás que ela traz hoje da Bolívia e repassa às

distribuidoras. Isso significa que a YPFB teve de passar a negociar diretamente com as concessionárias os novos contratos.

"A conjuntura hoje é diferente de quando estava no poder Luiz Inácio Lula da Silva ou Dilma Rousseff. Morales tem de se preocupar mais porque não está em uma situação favorável", afirma o ex-ministro da Fazenda da Bolívia Luis Carlos Jemio, para quem o tratamento amistoso do presidente boliviano, um expoente da esquerda na região, com um líder de extrema-direita brasileiro mostra que a Bolívia já está de olho na renegociação do contrato de gás.

Diante da proximidade do encerramento do contrato Petrobras-YPFB, as distribuidoras Sulgás (RS), SCGás (SC), Compagas (PR), MSGás (MS) e Gas Brasileiro (SP) se uniram em torno de uma chamada pública conjunta para contratar 10 milhões de m³ /dia. Elas esperam receber ainda neste mês as propostas das fornecedoras.

A YPFB já sinalizou interesse em participar, mas o preço pode mudar. O contrato atual segue uma fórmula indexada ao dólar e a uma cesta de óleos, mas uma eventual competição com outras produtoras pode trazer, para as distribuidoras brasileiras, condições contratuais melhores.

"Com a redução prevista das exportações para a Argentina, empresas que atuam na Bolívia terão volumes disponíveis e poderão buscar no Brasil um mercado para esses volumes. Todas essas companhias que atuam na Bolívia e também possuem ativos no Brasil são candidatas naturais [a participar da concorrência]", comenta Marco Tavares, consultor da Gas Energy.

Este é o caso de produtores como a Shell, Total e Repsol, além da própria Petrobras, que também desponta como candidata natural a suprir as concessionárias.

"Vivemos inflexão nos preços internacionais do petróleo. Eventualmente podem acontecer ofertas boas na concorrência", diz Cosme Polese, presidente da SCGás,.

O preço do gás vendido às distribuidoras é composto pela parcela do transporte e a parcela da molécula do gás em si (a commodity), que é o principal componente do preço final do gás canalizado. Segundo os dados mais atualizados do **Ministério de Minas e Energia**, de setembro, o custo do gás importado da Bolívia, vendido pela Petrobras para as distribuidoras, era da ordem de US\$ 5,3 o milhão de BTU (unidade térmica britânica), o que equivale a 35% do preço final do gás pago pelos clientes industriais da Gas Brasileiro e a 60% da tarifa de Santa Catarina.

Tavares explica que, em função da amortização da construção do gasoduto Bolívia-Brasil, a expectativa é que também haja espaço para redução na tarifa de transporte, que é quase um quarto do preço do gás vendido pela Petrobras às distribuidoras.

Com necessidade de buscar novos mercados para o seu gás, representantes da YPFB têm visitado o Brasil atrás de novos negócios. A estatal boliviana tem interesse em entrar no setor de geração de energia no Brasil e assinou memorando de entendimentos com o grupo baiano Global para construção de uma térmica a gás em Corumbá (MS). A intenção da YPFB é se tornar sócia da usina.

"Os bolivianos entendem que o Mato Grosso do Sul é uma porta da entrada para as novas fronteiras comerciais da YPFB no Brasil", comenta o presidente da MSGás, Rudel Trindade, que estuda formar uma joint venture com a YPFB para levar gás comprimido, via ferrovias, para o interior do Estado.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 07/01/2019

Seção: Opinião

Autor: Rodrigo Leão

Título: O reposicionamento estratégico da Petrobras

No último dia 05 de dezembro, a Petrobras divulgou o seu Plano de Negócio e Gestão (PNG) para o período 2019-2023. O documento encontra um mercado nacional de petróleo em transformação que, nos próximos anos, deve ser marcado pelo forte aumento da concorrência interna e maior exposição à economia internacional.

Atualmente, a Petrobras detém cerca de 72% da produção do petróleo nacional, quase 100% do refino nacional e mais de 20% da distribuição. No entanto, nos próximos anos, cada um desses segmentos passará por mudanças relevantes com uma crescente participação de novos atores no setor.

Em primeiro lugar, no upstream, os resultados dos leilões do pré-sal, realizados até o momento, asseguraram à Petrobras um volume menor de reservas de petróleo, aproximadamente 45%. Em segundo lugar, no downstream, os novos operadores já têm sinalizado que ingressarão de forma integrada no mercado nacional de petróleo, isto é, sua atuação ocorrerá também no refino e na distribuição. A chinesa CNPC, por exemplo, por meio de sua subsidiária PetroChina recentemente adquiriu 30% da TT Work, empresa brasileira dona da

distribuidora Petronac, e já demonstrou interesse em investir em refinaria no estado do Maranhão.

Novos investimentos em petroquímica e em renováveis é outra diretriz que se destaca no PNG da Petrobras

Outras transformações neste mesmo sentido devem ocorrer, tornando o ambiente competitivo mais acirrado no curto e médio prazo. Esse cenário exige um reposicionamento da petrolífera brasileira, caso ela opte por preservar sua posição no mercado brasileiro.

O plano lançado em dezembro passado aponta algumas diretrizes importantes que indicam tal reposicionamento.

Primeiro, a Petrobras retomou a expansão dos investimentos em upstream a fim de acelerar suas atividades de exploração na camada do pré-sal. Após a forte redução dos últimos anos (cerca de US\$ 20 bilhões entre os três últimos PNGs), os investimentos projetados para os cinco anos seguintes devem crescer quase 15%, saindo de US\$ 60,3 bilhões para US\$ 68,8 bilhões. No entanto, tais investimentos não se limitam à camada do pré-sal, uma vez que os recursos destinados na área do pós-sal apresentaram maior crescimento relativo (cerca de 20%), em função do aumento de US\$ 25,3 bilhões para US\$ 30,3 bilhões, cerca de 70% apenas na Bacia de Campos.

A recente venda das regiões mais maduras, como Pargo, Carapeba e Vermelho, localizados em águas rasas na costa do estado do Rio de Janeiro, indica que a Petrobras deve concentrar esses investimentos exploratórios nos campos mais novos e com maior capacidade de produção. Dos 40 campos produtores, sete - os maiores deles, Roncador, Marlim Sul e Marlim - possuem mais de 50% da produção da Bacia de Campos e devem receber uma parcela significativa de investimentos principalmente na recuperação secundária de produção.

Um outro dado que reforça essa percepção é a parceria estratégica realizada com a norueguesa Equinor, uma das empresas líderes nos processos de recuperação secundária em áreas offshore. Essa parceria também pode apoiar a entrada da Petrobras no segmento de renováveis, principalmente em energia eólica offshore, no qual a petrolífera norueguesa também tem uma atuação importante.

A retomada de atividades típicas de empresa de energia, como os novos investimentos em petroquímica e em renováveis, como a própria energia eólica offshore, ainda que de forma tímida (representa somente 0,8% dos investimentos globais do PNG enquanto em outras operadoras chegam a

representar cerca de 3%), é outra diretriz estratégica que se destaca no novo PNG da Petrobras.

De forma geral, o aumento das projeções de investimentos da Petrobras em cerca de 13% indica que a empresa julga necessária a aceleração de suas atividades, pelo menos, no upstream. Isso porque, no downstream, a estratégia apontada é oposta a essa observada na área de exploração e produção.

Em primeiro lugar, a Petrobras sinaliza uma redução da sua participação no refino (de 100% para 60% do mercado nacional) e manutenção dos investimentos no patamar atual (entre US\$ 12 e US\$ 13 bilhões nos últimos três PNG). E, em segundo lugar, não há previsão de novos investimentos em capacidade de refino, com exceção da conclusão do segundo trem da RNEST.

Essas diretrizes não se aproveitam das oportunidades internas que devem surgir nos próximos anos. Isso porque as estimativas de crescimento da produção de petróleo (cerca de 5% ao ano) devem fazer a produção se aproximar dos 3,2 bilhões de barris/dia em 2023, bem como o consumo de combustíveis, pelo menos no setor de transporte, deve aumentar cerca de 2% ao ano no próximo triênio, de acordo com a EPE.

Rodrigo Leão é Mestre em desenvolvimento econômico (IE/Unicamp) e ex-membro do Conselho de Administração das Indústrias Romi. Atualmente, é um dos diretores do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep) e pesquisador visitante do Núcleo de Estudos Conjunturais da UFBA.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 07/01/2019

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

Diretores da Petrobras I

O presidente da Petrobras, Roberto da Cunha Castello Branco, indicou três novos diretores-executivos. Os nomes ainda serão submetidos a procedimentos internos de governança corporativa e serão submetidos à aprovação do conselho de administração. Anelise Quintão Lara foi indicada para a diretoria de refino e gás natural. Ela era gerente de aquisições e desinvestimentos na diretoria financeira e de relacionamento com investidores. Para a diretoria de estratégia, organização e sistema de gestão, o nome escolhido foi Lauro Cotta,

que foi diretor-presidente da Minasgás, SHV Gás Brasil e Supergasbras Energia entre 2000 e 2014, membro do conselho da SHV Energy-Holanda de 2012 a 2014, do conselho consultivo da Supergasbras Energia de 2014 a 2017 e é membro do conselho de administração do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP).

Diretores da Petrobras II

Castello Branco também indicou Rudimar Andreis Lorenzatto para a diretoria de desenvolvimento da produção e tecnologia, no lugar de Hugo Repsold Junior, cuja dispensa será ainda encaminhada ao conselho. Lorenzatto é o atual gerente de sistemas submarinos na diretoria de desenvolvimento da produção e tecnologia, ambos na Petrobras. Permanecem em suas funções Solange da Silva Guedes, diretora de exploração e produção; Eberaldo de Almeida Neto, diretor de assuntos corporativos; Rafael Mendes Gomes, diretor de governança e conformidade; e Rafael Salvador Grisolia, diretor financeiro e de relacionamento com investidores.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 07/01/2019

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia | De São Paulo

Título: Renova terá de pedir novo prazo ao BNDES

Uma disputa entre os sócios da Renova Energia está adiando a reestruturação da companhia e deve provocar um novo pedido de prazo adicional ao BNDES para quitar dívida já rolada diversas vezes e que vence no próximo dia 15, apurou o **Valor**. Em 30 de setembro do ano passado, o montante estava em R\$ 950,40 milhões.

A estatal mineira Cemig e a Light, que somam 53,4% da Renova, votaram à favor da oferta feita pela AES Tietê para adquirir o Complexo Eólico Alto Sertão III, numa operação que avaliava o projeto em R\$ 1,6 bilhão, sendo R\$ 1,25 bilhão em assunção de dívidas com bancos e fornecedores.

A RR Comercialização de Energia e Participações, do empresário Renato Amaral, que tem 15,57% da companhia e está no bloco de controle, tem poder de veto garantido pelo acordo de acionistas, e foi contra a operação.

Segundo fontes, isso aconteceu porque, no modelo proposto, dificilmente a RR terá direito a receber recursos com a venda do ativo, uma vez que o caixa que entrar na companhia, de pouco mais de R\$ 300 milhões, deve ser suficiente

apenas para pagar outras dívidas e reorganizar a companhia para, no futuro, voltar a crescer.

Além da proposta da AES Tietê, a Renova recebeu uma outra da gestora de recursos Farallon, mas desta vez para financiar a conclusão da chamada A do projeto, para o qual resta 17% das obras. Segundo fontes, o dinheiro da Farallon é caro, com custo anual da ordem de 25%, o que levaria o endividamento da Renova a um patamar ainda mais elevado.

A intenção da RR seria concluir o projeto e conseguir um ganho maior vendendo o parque eólico já operacional, gerando caixa. "Se o ganho esperado vai cobrir os riscos, essa é a grande questão", disse uma fonte com conhecimento direto da situação.

Como Cemig e Light são companhias de capital aberto, com governança e limites de alavancagem, as empresas preferem a saída mais "segura", que é a venda do projeto para a AES Tietê. As obras de Alto Sertão III estão paralisadas desde 2017, pela falta de recursos.

Caso a oferta da Farallon seja aceita, a companhia precisará lidar com outro risco: o de construção. Como a obra está parada há um bom tempo, não se sabe sequer como as máquinas vão funcionar e se irão exigir manutenção adicional.

O **Valor** apurou que o BNDES deve prorrogar "por alguns dias" o vencimento da dívida. O banco de fomento sabe que a companhia está tentando uma alternativa que poderá resolver a situação de forma definitiva.

Para a Cemig, a venda do projeto traria alívio considerável. Além de resolver a situação da companhia renovável sem assumir grandes riscos, a operação significaria que a estatal mineira não precisaria fazer aportes de capital na empresa, além de se livrar dos prejuízos que acabam afetando o balanço pela equivalência patrimonial.

No terceiro trimestre do ano passado, o investimento na Renova resultou em prejuízo de R\$ 87,3 milhões para a Cemig, pouco maior que a perda de R\$ 86,6 milhões apurada um ano antes.

O prejuízo na Renova só perde para o apurado com a participação em Santo Antonio, megausina localizada no rio Madeira (RO). A participação na Madeira Energia (Mesa), holding da concessão da hidrelétrica, teve resultado negativo de R\$ 41,3 milhões no terceiro trimestre do ano passado, ante perda de R\$ 35,9 milhões entre julho e setembro de 2017. A Cemig também apura prejuízo pelo FIP Melbourne, veículo pela qual tem participação indireta na usina. Nesse caso, houve prejuízo de R\$ 35,1 milhões no terceiro trimestre do ano passado, contra R\$ 30,6 milhões negativos em 2017.

A venda da participação em Santo Antonio, contudo, está avançada. A expectativa é que as negociações com a chinesa SPIC sejam retomadas na segunda quinzena deste mês. A companhia apresentou proposta firme no ano passado pelo controle da usina, mas atrasos no processo de diligência impediram que acordo fosse assinado ainda em 2018.

Como a dívida de Santo Antonio com o BNDES foi renegociada, com um período de carência e prazo alongado, as conversas devem fluir mais rapidamente neste ano, segundo os envolvidos.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 07/01/2019

Seção: Empresas

Autor: Ivo Ribeiro | De São Paulo

Título: Thyssenkrupp prevê crescer dois dígitos no Brasil neste ano

O grupo alemão Thyssenkrupp começa 2019 com expectativa de crescimento no Brasil na faixa de dois dígitos, puxado por uma nova onda de investimentos e pela retomada da economia do país, como um todo. Entre os setores que atende, o automotivo deverá se manter firme e o de elevadores mostra sinais de aquecimento, vinculado ao mercado imobiliário e ao de infraestrutura.

As apostas do conglomerado alemão de bens industriais estão também no aumento da demanda por equipamentos diversos em alguns setores - mineração, fertilizantes, siderurgia, químico e de energia. No entanto, no de cimento, no qual têm tradicional expertise tecnológica, só vislumbra reação de 2020 em diante.

Depois de se desfazer do negócio de produção de aço no país, a atuação do grupo está centrada em três grandes áreas - componentes automotivos, divisão de elevadores e soluções industriais (equipamentos e serviços). No ano fiscal de 2018, encerrado em 30 de setembro, a região registrou vendas de € 1,137 bilhão (o correspondente a R\$ 4,4 bilhões).

Paulo Alvarenga, que assumiu a presidência do grupo na América do Sul em fins de 2017, disse em entrevista ao **Valor** que 2018, apesar dos altos e baixos na economia do país, foi um ano bom para a companhia. "Parte da falta de mercado aqui foi compensada com exportação", afirmou. As vendas externas respondem por cerca de 20% da receita no Brasil.

O destaque foi a divisão de elevadores. "Vendemos muito para países da América Latina". Em muitos desses países houve obras em metrô e aeroportos

e a unidade brasileira foi a fornecedora. Com isso, a empresa equilibrou a perda de receita no Brasil com a retração do setor da construção civil.

A companhia entra no novo ano com um recém-contrato na carteira de pedidos, de R\$ 500 milhões, obtido em novembro. A empresa vai construir a nova coqueria da siderúrgica da ArcelorMittal Tubarão, em Serra (ES). "O equipamento vai substituir uma coqueria antiga, introduzindo nova tecnologia, o que vai permitir uma maior redução das emissões de gases", afirmou.

A obra será em regime de EPC (engenharia, compra e construção) e vai começar em julho, empregando 700 pessoas. "Trata-se de contrato importante para nós", disse. A Thyssen é líder global na área de coquerias (unidade onde é processado o carvão metalúrgico utilizado na produção de aço) há mais de 130 anos.

Segundo Alvarenga, 2018 começou bem, mas desde a greve dos caminhoneiros, em maio, a economia do país perdeu velocidade. "Ficamos só com o primeiro trimestre bom. O mercado automotivo estava crescendo 15% a 20% e deverá fechar o ano com 8% a 9%", disse.

O executivo diz que a Thyssen ganhou participação de mercado e conseguiu crescer na faixa de dois dígitos. Mas ressalva que a base era baixa, reprimida. "Estamos com maior confiança para 2019, com novo governo. Nosso cenário é para crescer dois dígitos neste ano no Brasil", afirmou.

Alvarenga aponta como pontos importantes as reformas prometidas. A da Previdência, destaca, é fundamental para estabilizar a dívida pública e atrair investimentos e gerar mais empregos. "O que se fizer nesse vaso já é positivo", afirma o presidente da Thyssen América do Sul. Ele menciona ainda a reforma fiscal ("que traz competitividade ao setor industrial") e a política, para tornar o modelo do país mais flexível em meio à fragmentação de partidos e perda de ideologia.

O executivo informa que a área de serviços também vai crescer. Ele cita, por exemplo, a instalação da unidade de Paraopeba, no Pará, ao lado da mina de ferro de Carajás, operada pela Vale. Vai atender a mineradora, com troca rápida de equipamentos e reformas de outros, em seu plano de crescimento na região. A Vale iniciou operação em 2016 da mina S11D, um megaprojeto de 90 milhões de toneladas por ano.

A Thyssen trouxe para o Brasil o know-how na área de fertilizantes em 2016. "Agora vai começar a render frutos, em um setor que está sob operação de grandes grupos globais desse setor", disse o executivo. No setor de energia, a expectativa é para os projetos de termelétricas à base de biomassa. Segundo

Alvarenga, há vários prontos para disputar futuros leilões de energia. "Temos tecnologia para fazer a planta completa".

A companhia aguarda também, com expectativa otimista, o desfecho da licitação da Marinha brasileira no processo de encomenda de quatro corvetas. É uma licitação da ordem de US\$ 2 bilhões e a Thyssenkrupp Marine foi selecionada na "short list" - três escolhidos entre nove candidatos. Deverá sair no decorrer do primeiro semestre. A empresa firmou parceria com um estaleiros de Santa Catarina e com a Embraer, na área de sistemas eletrônicos de defesa e combate.

No Brasil, que responde por 75% a 80% das vendas realizadas na América do Sul, a companhia tem 8,2 mil funcionários. Dos 13 países da região, outros que são relevantes no grupo são Chile, Peru, Colômbia e Argentina.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 07/01/2019

Seção: Empresas

Autor: Rodrigo Polito | Do Rio

Título: Ocyan avalia fornecer plataformas à Petrobras

Após quase quatro anos impedida de participar de licitações e firmar novos contratos com a Petrobras, a Ocyan (antiga Odebrecht Óleo Gás), que obteve o desbloqueio cautelar da estatal em julho de 2018, avalia participar de concorrências para construção de novos navios-plataformas de produção de petróleo e gás (FPSOs, na sigla em inglês) para a companhia. A empresa também olha o mercado internacional, com oportunidades de negócios no Golfo do México e na costa Oeste da África.

"Estamos estudando os projetos [concorrências para construção de FPSOs]. Mas ainda não sabemos se vamos participar. Vamos trabalhar na estrutura de financiamento e tomar a decisão no início de janeiro", afirmou Jorge Mitidieri, diretor superintendente da Ocyan

No radar da companhia estão quatro concorrências para a construção de FPSOs no início deste ano: dois para a revitalização do campo de Marlim, na Bacia de Campos, um para o Parque das Baleias, na mesma bacia, e a segunda unidade para o campo de Mero (na área de Libra), no pré-sal da Bacia de Santos.

Braço do grupo Odebrecht fornecedor de equipamentos e prestador de serviços na indústria petrolífera, a Ocyan tem experiência nos negócios de perfuração e manutenção offshore. Nos últimos anos, a companhia também construiu dois

FPSOs em parceria com a norueguesa Teekay: o "Cidade de Itajaí", com capacidade de 80 mil barris diários, que opera na área de Iracema, no campo de Lula, e o "Pioneiro de Libra", responsável pelo Teste de Longa Duração (TLD) da área de Libra, com 50 mil barris diários de capacidade.

"Agora a nossa ambição é um pouco maior. Não existe uma definição do que vamos fazer, porque depende do projeto, depende da capacidade de financiamento", explicou Mitidieri, ressaltando que cada um dos novos FPSOs tem previsão de investimentos entre US\$ 1,5 bilhão e US\$ 2 bilhões.

Por acordo, a ideia é estudar os projetos em parceria com a Teekay. Após os estudos conjuntos, as empresas são livres para decidir se avançam ou não no projeto, participando de uma concorrência. "Se vamos continuar com a [parceria com a] Teekay? Eu diria que 'sim', enquanto tivermos a relação que construímos em todos os níveis", disse o executivo, que iniciou o negócio de FPSO na Ocyan em 2009.

Com relação ao exterior, Mitidieri disse que a empresa está aberta a estudar projetos e oportunidades no Golfo do México e na Costa Oeste da África. "A internacionalização neste momento será oportunista, não vamos focar com objetivo e meta o mercado internacional, mas vamos olhar de forma oportunista, sim", explicou. Uma das seis sondas de perfuração da companhia está descontratada desde meados do ano passado. "Para esta sonda, estamos neste momento procurando o mercado internacional".

A empresa também pretende reforçar sua atuação na área de equipamentos "subsea" (submarinos), com uma nova tecnologia de sistema de torre de risers (linha que liga o poço até a plataforma) com tubos em material compósito de fibra de carbono, desenvolvido em parceria com a Magma Global e que pode ser fabricado no estaleiro Brasfels, em Angra dos Reis. De acordo com Mitidieri, o equipamento tem custo 20% menor que os tubos rígidos tradicionais.

No fim de 2014, a Ocyan, ainda com o nome de Odebrecht Óleo e Gás (OOG), foi incluída na lista de bloqueio cautelar da Petrobras, por pertencer ao grupo Odebrecht, que estava sendo investigado por envolvimento em esquema de corrupção em contratos da Petrobras. Desde então, a Ocyan implantou um conjunto de medidas, desde a estruturação de uma nova área de conformidade e realização de auditorias externas para comprovar que a empresa não estava em esquemas ilegais até uma reestruturação financeira e a mudança do nome da companhia. Em julho de 2018, a Ocyan foi retirada do bloqueio cautelar.

Apesar da abertura do mercado petrolífero brasileiro, a Petrobras ainda é vital para a Ocyan. Praticamente todo o faturamento da companhia vem de

contratos firmados com a estatal. A empresa estima ter fechado 2018 com receita bruta da ordem de US\$ 1 bilhão e um total de 2,2 mil funcionários.

Perguntado sobre a expectativa com relação ao novo governo, Mitidieri demonstrou otimismo, mas destacou a necessidade da manutenção das rodadas de licitação de áreas exploratórias de óleo e gás, o que movimentará toda a indústria petrolífera nos anos seguintes. "Vemos o novo governo Bolsonaro, com todos os seus ministros e secretários, com uma visão de mercado extremamente importante, com visão muito positiva de diálogo com o mercado", afirmou.

Com relação ao novo presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, o executivo disse ter expectativa positiva. "Vemos nele uma visão de mercado importante, dando continuidade aquilo que a Petrobras está fazendo neste momento", completou.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 07/01/2019

Seção: Empresas

Autor:

Título: Curtas

Cemig vende ativos

A Cemig realizará no dia 18 de janeiro oferta pública para a venda de participação de 24,5% que possui em cinco blocos exploratórios de óleo e gás natural. Do total de áreas, quatro estão localizadas na Bacia do São Francisco, no norte de Minas Gerais, e uma fica na Bacia do Recôncavo, na Bahia. De acordo com nota divulgada pela companhia mineira, os trabalhos se encontram na etapa de prospecção, com expectativa de existência de reservas de gás no São Francisco e de petróleo no Recôncavo. A concessão para exploração das áreas foi obtida pela Cemig, em consórcio com outras empresas na 10ª Rodada da ANP, em 2008. Em cada consórcio, a Cemig possui participação de 24,5%, e, em todos eles, já foram realizadas as atividades previstas no Programa Exploratório Mínimo, conforme compromisso com a ANP.

Minério sobe no ano

O minério de ferro negociado no mercado à vista do porto de Qingdao, na China, subiu 0,66% na sexta-feira, para US\$ 73,10 a tonelada, segundo a "Metal Bulletin". O índice leva em conta o produto com teor de ferro de 62%. Com a alta, a commodity encerrou a primeira semana do ano com valorização

acumulada de 0,51%. Em 2018, o minério subiu 0,17%. No mercado futuro, o corte dos compulsórios bancários pelo Banco Popular da China, numa tentativa do governo local de apoiar o crescimento econômico local, causaram algum efeito nas negociações.

Benefício para Taesa

A Taesa informou que a Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) aprovou a renovação da redução de 75% do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) das empresas ATE III Transmissora de Energia (ATE III) e Brasnorte Transmissora de Energia (Brasnorte). O incentivo fiscal tem prazo de dez anos e ocorre na modalidade modernização, o qual confere o direito em observância à legislação em vigor e ao regulamento de incentivos fiscais administrados pela Sudam. Localizada no Pará, a ATE III é 100% controlada pela Taesa, com 454 quilômetros de extensão em linhas de transmissão e R\$ 119,8 milhões de Receita Anual Permitida (RAP) para o ciclo de 2018 a 2019. A Brasnorte está no Mato Grosso do Sul, com 402 quilômetros de linhas de transmissão e R\$ 10,2 milhões de RAP, proporcional à participação atual da Taesa de 38,67%, para o ciclo de 2018 a 2019.

MME / ASCOM .