

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

Destaque: Matérias que citam o ministro Fernando Coelho Filho ou o MME:

O Globo

[Título: Reforço de caixa](#) 2

Sumário

VEÍCULO: O Globo	2
Título: Reforço de caixa.....	2
Título: Novo modelo para o setor elétrico.....	5
VEÍCULO: Valor Econômico	6
Título: Leilão de excedentes pode ser dos maiores já feitos no mundo.....	6
Título: Analistas aprovam atual política de reajustes de combustíveis.....	8
Título: Aumento da gasolina faz consumidor procurar alternativa no gás natural	11
Título: Estatal prepara mudanças de contrato para recuperar o mercado perdido.....	12
Título: Solar e eólica despontam.....	13
Título: Cade tende a reprovar proposta de compra da Liquigás pela Ultragaz	15
Título: Destaques	17
Título: Anglo American produziu mais no Minas-Rio em 2017.....	18
Título: Decreto abre caminho para governo de SP vender Cesp	19
Título: Usinas começam a operar com futuros de petróleo e gasolina	21
Título: Petrobras capta US\$ 2 bi com custo menor	23

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia****Autor: Manoel Ventura, Martha Beck e Ramona Ordoñez****Título: Reforço de caixa**

Governo pretende fazer megaleilão de petróleo no pré-sal que pode render R\$ 80 bilhões.

BRASÍLIA, DAVOS (SUÍÇA) E RIO - O governo aposta num leilão de petróleo com potencial de arrecadação de até R\$ 80 bilhões que ajudará a reforçar as contas públicas este ano. O certame bilionário, porém, dependia de um acerto de contas entre União e Petrobras sobre a cessão onerosa — um acordo fechado em 2010 que deu à estatal o direito de explorar cinco bilhões de barris de petróleo no pré-sal. Na ocasião, ainda não havia informações precisas sobre o volume integral de óleo disponível na região. Levantamentos posteriores mostraram que havia um volume adicional ao previsto no acordo de seis bilhões a 15 bilhões de barris de petróleo, que passou a ser chamado de excedente da cessão onerosa. É parte deste petróleo que a União pretende vender, o que deve ajudar a reforçar o caixa. As negociações entre Petrobras e União se arrastavam há meses. Foi criado neste começo de ano um grupo de trabalho para discutir o assunto com prazo de 60 dias.

A Petrobras entende que precisa ser ressarcida pois o cenário mudou desde 2010, quando fez o acordo e pagou R\$ 74,8 bilhões pelo direito de explorar seis campos do pré-sal. Este montante levava em conta uma cotação do petróleo bem mais alta. Com a queda no preço do barril, ela argumenta que deveria ser compensada. O assunto é polêmico. União e Petrobras contrataram empresas certificadoras e há divergências nos cálculos sobre quem deve ressarcir quem. Em razão da crise fiscal, a principal alternativa é que a estatal seja remunerada em barris de petróleo, com parte do excedente da cessão onerosa. Mesmo diante da complexidade da negociação, o governo avalia que será possível fazer o leilão. A ideia é “reservar” o volume em óleo que a União e a empresa alegam ter a receber. Dessa forma, seria possível vender o restante.

ACERTO DE CONTAS POSTERIOR

A intenção é calcular os valores com base na estimativa mais conservadora apresentada pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), pela qual o petróleo excedente varia entre cinco bilhões e sete bilhões de barris. A conta que está sendo usada por integrantes da equipe econômica prevê que dois bilhões de barris poderiam ser usados para fazer o acerto de contas com a Petrobras. Se os dois lados concordarem, a intenção é fazer um leilão para cinco diferentes petroleiras ou, ainda, uma licitação para um consórcio. Se forem cinco bilhões

de barris, considerando que o barril está avaliado, neste cálculo, em US\$ 5, a União receberia US\$ 25 bilhões, algo entre R\$ 75 bilhões e R\$ 80 bilhões.

Essa solução surgiu na semana passada e foi discutida na primeira reunião do grupo formado pelos ministérios do Planejamento, da Fazenda e **de Minas e Energia** para resolver a questão da cessão onerosa. Não há consenso no governo sobre quem sairá ganhando após a renegociação. Em Davos, o ministro da Fazenda, Henrique Meirelles, destacou que é preciso chegar a um sistema justo. — Como toda negociação, (a revisão da cessão onerosa) é difícil. Vamos procurar chegar a um sistema justo. É razoável esperar que o Tesouro tenha uma remuneração adequada. A Petrobras tem lá suas expectativas, o que é normal, tem que defender o interesse da empresa. Mas nós temos que defender o interesse público. O problema, segundo técnicos da área econômica, é que o contrato da cessão onerosa dá margem a interpretações diferentes sobre a aplicação dos critérios para sua revisão.

Isso acaba resultando numa diferença nos valores do ressarcimento e até mesmo sobre quem tem direito a ser compensado. Há pouco mais de uma semana, reportagem do GLOBO mostrou que o governo corria o risco de perder receitas de R\$ 92 bilhões caso não houvesse um acordo com a Petrobras e não conseguisse avançar na venda da Eletrobras. A janela para o megaleilão de petróleo é curta, pois eventuais leilões do excedente só podem ocorrer até julho, por causa do calendário eleitoral. Se chegar a um acordo que permita a licitação, a ANP terá de correr para preparar o certame. Depois de meados do ano, a licitação só poderia ser realizada em novembro, após as eleições presidenciais e num cenário incerto.

TÉCNICOS TEMEM PRESSÃO POR GASTOS

Integrantes da área econômica, no entanto, estão cautelosos com essa solução. Isso porque existem questões jurídicas que ainda precisam ser resolvidas. A principal delas é que a União é proprietária do excedente e, diante disso, há dúvidas se ela poderia simplesmente abrir mão de parte desses ativos, que são de interesse público. A Petrobras também tem por obrigação defender os interesses da companhia. Além disso, é preciso saber se o excedente que será usado para pagar a estatal está numa área apenas ou em áreas isoladas.

— Essas questões podem acabar indo para uma arbitragem ou serem judicializadas — disse um técnico da área econômica. Diante disso, os técnicos não contam com esses valores para o fechamento das contas do ano. Embora estejam otimistas, eles temem que a notícia de que ingressarão nos cofres públicos cerca de R\$ 80 bilhões crie pressões para mais gastos. Afirmam, ainda, que não há sequer uma nota técnica que detalhe a solução para a cessão

onerosa. A questão deve evoluir nas próximas três a quatro semanas. As petroleiras comemoram a possibilidade de participar do leilão.

De acordo com o secretário executivo do Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), Antonio Guimarães, caso sejam vendidos seis bilhões de barris, os investimentos podem atingir de US\$ 50 bilhões a US\$ 60 bilhões ao longo de 35 anos. — Blocos dessa qualidade representam a oportunidade de atrair grandes empresas. O Brasil já perdeu muito tempo. Para Giovani Loss, advogado do escritório Mattos Filho, há dúvidas sobre como seriam separadas as áreas ofertadas: — Tenho dúvidas sobre como viabilizar esse leilão. Com os volumes de petróleo envolvidos, só gigantes vão participar.

O CONTRATO ENTRE UNIÃO E PETROBRAS

A cessão onerosa é um contrato em que a União cedeu à Petrobras o direito de explorar e produzir cinco bilhões de barris de óleo equivalente (petróleo e gás natural) em seis blocos do pré-sal da Bacia de Santos, em 2010. A Petrobras pagou R\$ 75 bilhões naquele ano por este direito. A medida foi parte do processo de capitalização da companhia, no qual a Petrobras levantou recursos para fazer frente aos investimentos previstos para o desenvolvimento dos campos do pré-sal. A complexa engenharia financeira realizada no governo Lula tinha o objetivo de permitir que a empresa levantasse recursos e que a União não tivesse sua participação na estatal diluída.

Posteriormente, foi descoberto que a área dos seis blocos tinha reservas superiores a seis bilhões de barris, o que foi chamado de “excedente da cessão onerosa”. Cálculos atualizados da Agência Nacional do Petróleo (ANP) indicam que esse excedente pode conter de seis bilhões a 15 bilhões de barris em reservas. Ao ceder os cinco bilhões de barris à Petrobras, foi fixado um preço de US\$ 8,51 por barril, considerando o preço de reserva (sem custo de exploração). O contrato previa que o valor seria revisto quando os campos já contassem com a declaração de comercialidade, ou seja, quando houvesse mais segurança a respeito do volume de petróleo. Isso ocorreu em 2014.

A partir daí, começaram as negociações entre Petrobras e União. A estatal tem uma avaliação técnica dizendo que tem recursos a receber nesse acerto de contas em razão da queda das cotações do preço do petróleo a partir de 2015. Até pouco tempo, havia um consenso de que a Petrobras teria direito a ressarcimento, e uma das alternativas era que a empresa recebesse mais petróleo. As duas partes contrataram certificadoras internacionais independentes, que realizaram estudos sobre as reservas na área. A Petrobras contratou a DeGolyer and McNaughton, e a ANP, a Gaffney, Cline & Associates.

VEÍCULO: O Globo**Seção: Opinião****Autor: Adriano Pires****Título: Novo modelo para o setor elétrico**

A proposta do governo de apresentar um projeto de lei no Congresso para discutir um novo modelo para o setor elétrico é extremamente oportuna. Ainda mais quando a matriz brasileira sofreu grandes modificações. Nos primeiros anos da década de 2000, as hidrelétricas eram responsáveis por quase 95% da geração de energia no Brasil; agora, por cerca de 65%, com a entrada de térmicas e renováveis como a eólica.

Foram listados pelo governo 19 pontos que precisariam ser discutidos na elaboração da nova legislação. Mesmo reconhecendo a importância desses pontos, achamos que faltaram alguns: IOs estudos de planejamento de expansão são indicativos, mas devem apontar a matriz energética ótima.

Como definir os critérios para o estabelecimento de tal matriz? E como assegurar que os resultados dos leilões de energia se afastem o mínimo daquela matriz? Quais as alterações no modelo que serão necessárias para assegurar que haverá expansão de oferta de energia no mercado livre? Na proposta do governo, prevê-se a expansão do mercado livre até 2030 para cerca de 70%.

Como assegurar a oferta de energia? As regras puras de mercado funcionarão para tal expansão, de forma adequada? Como fazer com relação à (desejável) proliferação de fontes renováveis, que são intermitentes? E com relação à expansão da geração distribuída?

Como compatibilizar melhor os leilões de energia com os requisitos de leilões de transmissão?

Como fazer as tarifas de transmissão produzirem sinais econômicos para a melhor localização de novas fontes?

Como compatibilizar horizontes de leilão e durações de contrato com os requisitos de fornecedores de combustíveis, que são agentes externos ao setor?

De que forma pode-se assegurar financiabilidade aos projetos de geração, tanto no mercado regulado quanto, principalmente, no mercado livre?

Qual o tratamento a ser dado a usinas descontratadas, sem políticas intervencionistas?

Qual o tratamento específico a ser dado ao Centro de Pesquisas da Eletrobras (Cepel), no sentido de assegurar a permanência de tão importante função de pesquisa e desenvolvimento (P&D)? Por exemplo, por que não repensar as funções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) — passando algumas atribuições ao Operador Nacional do Sistema (ONS), e incorporar o Cepel à EPE, dando à função de P&D a importância merecida?

Um ponto de extrema relevância, que deveria ser observado de imediato, diz respeito à efetiva participação dos agentes setoriais nos estudos e discussões referentes ao planejamento, à operação, e à comercialização de energia. Atualmente, tais funções são realizadas pela EPE, ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), respectivamente, com a regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Mas pode-se verificar que não há participação efetiva dos agentes setoriais nas principais áreas de atuação das entidades. Com efeito, o ONS tem um conselho de administração sem nenhuma ingerência técnica, apenas administrativa; a EPE dispõe de um conselho consultivo, onde são apresentadas questões específicas, mas sempre sem direito à participação dos agentes nas decisões importantes.

A CCEE dispõe de assembleia geral com reduzida participação dos agentes em decisões, geralmente de responsabilidade da Aneel. Modernizar o setor envolve a alteração do modelo em tópicos extremamente relevantes e de difícil consenso pelos diferentes agentes. Mas, com certeza, o governo tem toda a razão de procurar a solução possível numa ampla discussão. E o lugar apropriado é o Congresso.

Adriano Pires é diretor do Centro Brasileiro de InfraEstrutura, e **Xisto Vieira** é presidente da Associação Brasileira de Geradores Térmicos

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: André Ramalho e Rodrigo Polito | Do Rio

Título: Leilão de excedentes pode ser dos maiores já feitos no mundo

O megaleilão dos excedentes da cessão onerosa que o governo corre contra o tempo para viabilizar, em junho, ainda carece de algumas definições, mas promete ser uma das maiores licitações já realizadas na história. A expectativa, no mercado, é que a rodada atraia as gigantes do setor e as companhias asiáticas, sobretudo chinesas, com grande capacidade para investir.

A Wood Mackenzie estima que a licitação pode responder, sozinha, por metade dos volumes de barris descobertos a serem leiloados este ano no mundo. A consultoria calcula que os excedentes possam totalizar 10 bilhões de barris de óleo.

Ainda não há, contudo, um consenso sobre qual o volume desse excedente, nem quanto estaria disponível para um leilão, já que existe a possibilidade de o acerto de contas ser feito em barris, e não dinheiro. Isso significa que, a depender de quem pagará a quem, e quanto, haverá mais ou menos barris disponíveis para o leilão.

A Agência Nacional de Petróleo (ANP) estima entre 6 bilhões e 15 bilhões de barris de óleo equivalente (BOE) o excedente, enquanto a Petrobras prevê que os volumes sejam menores.

"Vemos com muitos bons olhos o leilão, mas ainda aguardamos definições para que as empresas possam se preparar para o sucesso desses leilões", disse o secretário-executivo do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), Antônio Guimarães. "Grandes empresas tem interesse nessas grandes áreas."

Para o diretor de pesquisas em exploração e produção da Wood Mackenzie para a América Latina, Horácio Cuenca, a participação no leilão deve se restringir ao seleto grupo das grandes petroleiras mundiais. "Os bônus de assinatura serão muito altos, a questão é saber quantas empresas terão capacidade para pagar por esses barris. O leilão vai atrair principalmente empresas que estejam procurando volumes para fortalecer suas curvas de produção, principalmente aquelas que ainda não possuem descobertas no pré-sal", avalia.

O consultor João Carlos de Luca, sócio-fundador da De Luca Energy Consulting, acredita que a rodada será uma "oportunidade extraordinária" para as empresas, por oferecer recursos já descobertos e que podem começar a produzir num intervalo de tempo relativamente curto, de três a quatro anos. "Isso aumenta o valor presente líquido (VPL) dos projetos e antecipa a geração de caixa", avalia.

Além do leilão dos excedentes, o governo pretende promover este ano a 4ª rodada de partilha, que ofertará cinco blocos exploratórios, no pré-sal, que totalizam um bônus de R\$ 4,65 bilhões à União. Sobre a possibilidade de o leilão dos excedentes esvaziar o interesse pela 4ª Rodada de partilha, De Luca disse que "haverá espaço para todos", porque se tratam de leilões de perfis diferentes: enquanto a 4ª Rodada ofertará blocos ainda não explorados, o leilão dos excedentes disponibilizará ao mercado volumes já descobertos.

Questionado se as empresas terão fôlego para investir, depois de terem investido mais de R\$ 30 bilhões em 2017, na aquisição de ativos no Brasil, De Luca disse que a licitação dos excedentes está no topo das prioridades das grandes petroleiras. "Oportunidades como essa são difíceis de aparecer", afirmou o executivo, que vê a alta dos preços do barril como fator positivo para elevar a capacidade de investimentos das companhias.

A realização do leilão dos excedentes em junho, no entanto, ainda é cercada de incertezas. A licitação depende da conclusão das tratativas entre Petrobras e União, para revisão do contrato da cessão onerosa - que concedeu à estatal o direito de produzir 5 bilhões de barris de petróleo, em 2010.

Para viabilizar o leilão, o governo precisará acelerar não só a conclusão da renegociação com a Petrobras, como também o encaminhamento de uma solução sobre o assunto no Congresso. Isso porque um eventual ressarcimento à Petrobras, em barris, exigiria uma mudança na lei, que só permite o pagamento da União em dinheiro.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rodrigo Polito, Cláudia Schüffner, Bruno Villas Bôas e André Ramalho | Do Rio

Título: Analistas aprovam atual política de reajustes de combustíveis

Desde que a Petrobras começou a ajustar diariamente os preços dos combustíveis, em linha com variações no mercado internacional, em julho de 2017, os preços da gasolina e diesel acumulam alta de 27,98% e 26,32%, respectivamente, nas refinarias. Para o consumidor final, no mesmo período, o preço da gasolina acumula alta de 17%, de acordo com a empresa de pesquisa de mercado Triad Research. O preço médio do litro do combustível no Brasil já supera R\$ 4,309.

Apesar do efeito para o consumidor, que tem reclamado do aumento dos preços nos postos, e da recente trajetória crescente da cotação do petróleo, que atingiu ontem nova máxima depois de três anos, especialistas ouvidos pelo **Valor** entendem que a política de preços da estatal é bem-sucedida, principalmente pela transparência ao consumidor e por ser a melhor alternativa hoje para a correção dos preços dos combustíveis.

"O mercado de combustíveis fica mais eficiente, podendo emitir sinais diários para os consumidores, que os utilizam para tomar decisões sobre a alocação de seus recursos", diz Roberto Castello Branco, ex-diretor do Banco Central (BC) e da Vale. "Até hoje, não existem bons substitutos para preços livremente

determinados pelo mercado. Decisões tomadas diariamente por milhares de compradores e vendedores são muito melhores do que aquelas feitas por um pequeno grupo de burocratas sujeito a pressões políticas."

O ex-diretor do BC admite que o aumento dos preços dos combustíveis pode contribuir no curto prazo para elevar os índices de preços, mas que trata-se apenas de mudança de um preço relativo, tornando-se mais caro relativamente a uma cesta de bens e serviços consumidos pela população. "Contudo, não causam inflação, que é a alta contínua e generalizada dos preços na economia. Se um banco central possui credibilidade no combate à inflação, como é o caso atual do Banco Central, a alta de preços de combustíveis não é repassada aos demais preços e não há efeito inflacionário", explica.

Ele lembra que a política de preços adotada pela Petrobras entre janeiro de 2011 e novembro de 2014, com valores abaixo da cotação internacional, causou perda de US\$ 40 bilhões para a companhia. "Se a Petrobras não transmitir para os consumidores essas variações diárias, tanto para cima como para baixo, ela estará prestando de graça um serviço de hedge para os consumidores. Quem é especializado em fornecer serviços de hedge são instituições financeiras", afirma.

André Braz, economista do Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas (Ibre-FGV), reconhece que a política atual de preços da Petrobras trouxe maior volatilidade para os índices de preços no atacado e ao consumidor, porém é melhor do que as políticas anteriores, por dar mais transparência.

"Acho que a melhor política é a de transparência, seja de reajuste mensal, diário ou horário. Ela gera instabilidade, mas trouxe também previsibilidade. Antes, o barril de petróleo subia, o real desvalorizava e a gasolina ficava no mesmo lugar. E você não sabia quando subiria. Agora sabemos que o repasse será feito", diz Braz, acrescentando que os combustíveis pesam 8% no índice de preços ao produtor.

A opinião de Braz é compartilhada por Fabio Silveira, economista da MacroSetor, que lembra que a ideia de liberar a flutuação de preços dos combustíveis teria surgido no fim do governo Fernando Henrique Cardoso, mas que jamais foi praticada pela empresa.

"A política sempre deveria ter sido assim, de preços livres. É claro que, quando os ajustes são para cima, o consumidor não gosta. Mas também não devem estar gostando onde há preços livres, como nos Estados Unidos, Espanha, Inglaterra, Coreia do Sul e Austrália. Com o tempo, as pessoas vão se acostumar à flutuação", afirma Silveira.

Para Silveira, não seria necessário um modelo de reajuste menos volátil. Apesar da pressão sobre os preços, a gasolina não conseguiria sozinha provocar instabilidade na inflação - o produto pesa 4% no IPCA. "Uma outra política, talvez de reajustes semanais, não faria muita diferença." De acordo com o IBGE, a gasolina ficou 10,32% mais cara para os consumidores em 2017.

Os pesquisadores do IBGE coletam constantemente preços dos combustíveis nas bombas em dez regiões metropolitanas e três municípios. A média desses preços no mês é comparado à média do mês anterior. Esse conceito é usado para outros itens da pesquisa, com raras exceções.

"A metodologia do IPCA para a maioria dos preços é coleta. As exceções são serviços como passagem aérea, empregada doméstica e mão de obra, que passam a ser salário mínimo. Se você mudar para produtos, você deixa de refletir o que os consumidores estão efetivamente pagando", diz Maria Andréia Lameiras, do Ipea.

Entre especialistas do setor petróleo, a política atual é eficaz tanto para a Petrobras quanto para o país. "Temos que entender que os preços de gasolina, diesel, GLP [gás liquefeito de petróleo], vivem de oscilações. Claro que um problema geopolítico [que afete os preços] não pode ser transferido para o país. Mas as menores oscilações, sim. Tem que se dar transparência e não enganar o consumidor", diz Adriano Pires, diretor da consultoria CBIE.

Ele critica a recente mudança adotada pela Petrobras com relação à política de preços do GLP para uso residencial, o gás de cozinha, que passou de ajustes mensais para trimestrais. Segundo ele, mesmo que a Petrobras mantenha como referência à cotação internacional, a mudança pode ser interpretada pelo mercado como uma interferência política, principalmente por se tratar de um ano eleitoral.

Na semana passada, o presidente da estatal, Pedro Parente, assegurou que as mudanças são apenas com relação ao GLP para uso residencial. "Não existe previsão de mudança na política com relação a diesel e gasolina", afirmou na ocasião. Segundo ele, grande parte do aumento dos preços da gasolina e diesel sentido pelo consumidor é referente a impostos.

Ex-diretor da Agência Nacional do Petróleo e consultor, David Zylbersztajn também defende a política atual de preços de combustíveis, inclusive para proteger o consumidor de aumentos acima da paridade internacional. "Se a Petrobras não vai mais subsidiar os combustíveis, ela também não vai vender a um preço mais alto [do que o preço internacional]", diz.

Para Paulo Valois, especialista do escritório Schmidt, Valois, Miranda, Ferreira & Agel, a nova política de preços de combustíveis da Petrobras é muito recente para que se possa fazer uma análise mais aprofundada sobre seus efeitos. "O problema é que a política de preços em linha com o mercado internacional nunca foi perene", diz.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rodrigo Polito | Do Rio

Título: Aumento da gasolina faz consumidor procurar alternativa no gás natural

O aumento dos preços da gasolina desde o ajuste na política de preços da Petrobras, com reajustes diários (com alta acumulada de 22,9% nas refinarias desde julho e aumento de 10,32% ao consumidor em 2017, segundo o IBGE) estimulou a busca por substitutos como o gás natural veicular (GNV).

Em novembro do ano passado, último dado disponível, o consumo de GNV alcançou 5,589 milhões de metros cúbicos diários (m³ /dia), com alta de 9,02% ante igual período do ano passado. No acumulado do ano, o consumo registra alta de 8,45%, de acordo com dados inéditos da Associação Brasileira de Empresas de Distribuição de Gás Canalizado (Abegás).

"Estamos vivendo uma transição bastante forte. Agora, com a clareza de preços dos combustíveis, seja gasolina ou etanol, vem incentivando cada vez mais a conversão [de veículos a GNV]. O número de conversões vem subindo, consequentemente o consumo tem crescido bastante", afirmou o presidente-executivo da Abegás, Augusto Salomon.

"Antigamente havia subsídios de preços [da gasolina]. Agora, com esse realismo de preços, com a paridade internacional sendo cumprida pelo dispositivo de preços da Petrobras, isso deu um sinal de mercado para que o GNV passe a ser ainda mais atrativo", afirmou.

Segundo a Abegás, o mercado total de gás natural brasileiro cresceu 9,1% em novembro de 2017, ante igual período do ano anterior, totalizando 74,976 milhões de m³/dia. O crescimento, destacou Salomon, também é reflexo de uma melhora do desempenho do setor industrial (alta de 4,92% na mesma comparação), indicando uma recuperação da economia.

Na comparação com outubro, porém, o consumo de gás natural no país em novembro do ano passado recuou 2,84%. Segundo Salomon, a queda foi motivada basicamente pela redução do acionamento de termelétricas a gás natural em novembro. Na mesma comparação, o consumo de gás do setor

termelétrico retraiu 7,43%, para 33,966 milhões de m³ /dia. Para 2018, a Abegás projeta um crescimento entre 6% e 7% do mercado de gás natural do país.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: André Ramalho, Bruno Villas Bôas, Cláudia Schüffner e Rodrigo Polito | Do Rio

Título: Estatal prepara mudanças de contrato para recuperar o mercado perdido

Seis meses após implementar a nova política de preços dos derivados, com reajustes diários nas refinarias, a Petrobras busca, agora, novas formas de recuperar o mercado perdido. A intenção da companhia é lançar, em maio, um novo modelo contratual, com mudanças nas condições comerciais na venda de combustíveis.

Mesmo com os reajustes diários, a estatal vem tendo dificuldades para recuperar market share. No terceiro trimestre de 2017, o primeiro trimestre desde que a nova política de preços começou a vigorar, a empresa perdeu 3 pontos percentuais no mercado de diesel: a Petrobras foi responsável por fornecer 73% do volume de diesel consumido no país, no período, ante uma média de 76% no ano. Já o market share, na gasolina, manteve-se na média do ano (83%).

Dados da Agência Nacional de Petróleo (ANP) sugerem que o nível de importações por terceiros, pelo menos no caso do diesel, não arrefeceu nos meses seguintes. As tradings pediram autorização para importar 2,189 bilhões de quilos de diesel em novembro, alta de 66% ante igual mês de 2016. Em outubro, o volume já havia subido 95%, na comparação anual. Na Petrobras, a percepção é que, sem a política atual de preços, a importação estaria ainda maior.

O **Valor** apurou que, com o novo modelo contratual, a Petrobras buscará novas formas de fidelização dos clientes. O diretor de refino e gás, Jorge Celestino Ramos, destaca que as importadoras aprenderam a operar no Brasil e têm melhorado a qualidade e eficiência dos serviços. Segundo ele, a meta é buscar "participação mais ativa no market share no Brasil".

"Estamos operando num ponto ótimo, considerando a política comercial existente, mas estamos agregando um conjunto de ferramentas para captura de market share e de margem, mexendo em condições comerciais, no nível de serviços, explorando a capilaridade da logística da Petrobras. Estaremos implementando novas condições comerciais que visam capturar market share, mas também margem", afirmou Celestino em dezembro.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Opinião****Autor: Gustavo Pimentel e Guilherme Teixeira****Título: Solar e eólica despontam**

Os leilões de energia A-4 e A-6, realizados pelo governo federal no final de dezembro/2017, foram encorajadores para as fontes renováveis alternativas. Nos leilões, pelos quais as distribuidoras contratam energia de novas usinas de geração, as fontes eólica e solar se destacaram, atingindo seus patamares de preço mais baixos na história deste formato de comercialização. O resultado positivo e a grande participação de capital estrangeiro e fundos privados contrastam com a participação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), que anunciou antes do leilão que financiaria em até 80% os projetos vencedores, independente da fonte de energia. A decisão foi surpreendente ao retroceder na Política Operacional em vigor no banco desde outubro/16, cujas condições eram mais favoráveis às fontes alternativas em detrimento das hidrelétricas e termelétricas fósseis. Essa condição passou a valer também na nova Política Operacional do banco, divulgada no início de janeiro/18.

Antes desta atualização, projetos de geração de energia solar tinham financiamento de até 80% do seu valor total e outras fontes alternativas (eólica, biomassa, cogeração e pequenas centrais hidrelétricas), até 70%. Além disso, toda a participação do BNDES nestes projetos utilizava o subsídio por meio da TJLP, em vigor até aquele momento, o que reduzia o custo dos empréstimos. Ainda na Política Operacional válida entre outubro/16 e dezembro/17, as grandes hidrelétricas (UHEs) e termelétricas a gás natural tiveram o teto de financiamento reduzido de 70% para 50%. Na prática, estas mudanças encareciam o custo de captação de recursos para estas duas últimas modalidades de geração, com grande potencial de impacto socioambiental negativo em relação às demais.

A partir de agora, o BNDES compromete-se a financiar até 80% do valor dos projetos de todas as fontes de energia (com exceção das térmicas à carvão e óleo diesel, que não são financiadas pelo banco desde 2016). Com isso, o banco potencialmente aumenta sua participação em termelétricas a gás natural e empreendimentos hidrelétricos.

Apesar do destaque das fontes eólica e solar, o gás natural ainda prevaleceu, tendo a maior quantidade contratada no leilão, diante destas condições favoráveis de financiamento. Ainda que seja positiva para a qualidade do ar, a substituição de carvão e óleo combustível por gás natural pouco contribui para a mitigação das mudanças climáticas, já que esse é também emissor de gases de

efeito estufa (GEE), ainda que com menor fator de emissão. Com relação às hidrelétricas, há casos emblemáticos de grandes obras nas quais o BNDES entrou como principal financiador no início dos anos 2010 e que estiveram envolvidas em frequentes controvérsias sociais e ambientais. Consequências associadas aos grandes fluxos migratórios de mão-de-obra, às alterações nos corpos hídricos da região e à modificação de áreas de alto valor de conservação estão entre os impactos verificados nas instalações das usinas de Jirau, Belo Monte e Santo Antônio, por exemplo. Além dos prejuízos à sociedade, estas controvérsias socioambientais atrasaram processos de licenciamento e obras, representando maior risco ao BNDES, pela probabilidade de atrasos não esperados no pagamento dos empréstimos e por questões legais e reputacionais.

Setores elétrico e financeiro estão em transição e privilegiam fontes de menor impacto socioambiental

Os benefícios econômicos oriundos de tais empreendimentos devem ser ponderados frente aos efeitos indesejados do ponto de vista social e ambiental. Tais impactos negativos de termelétricas e UHEs representam externalidades que se materializam em custos para a sociedade, ainda que alguns destes não sejam imediatamente mensuráveis. O maior gasto público em fiscalização ambiental e atendimento a grupos vulneráveis e a perda de serviços ecossistêmicos são alguns destes custos que deveriam ser de alguma forma internalizados e precificados pelos agentes econômicos que tomam as decisões de investimento destas operações.

Equalizar os limites de participação do BNDES no apoio financeiro a diferentes fontes de geração elétrica é um passo na direção contrária a essa tendência de precificação e às medidas que o banco vinha adotando nos últimos meses para priorizar aqueles com maior contribuição para o meio ambiente, inovação, serviços públicos, desenvolvimento territorial e fomento às micro, pequenas e médias empresas. Ao deixar de diferenciar o apoio às fontes alternativas, o banco também reduz seu papel de atuação nas falhas de mercado, já que as cadeias de valor destas fontes ainda precisam superar barreiras para que sejam atrativas ao setor privado e alcancem maior competitividade.

Por sorte, o avanço tecnológico e o engajamento do setor privado geraram um grande número de concorrentes exitosos no leilão com projetos das fontes solar e eólica, comprovando que os setores elétrico e financeiro estão em transição, privilegiando estas fontes de menor impacto socioambiental. Essa mensagem deve influenciar o BNDES em suas próximas decisões de investimento, evitando "novas velhas" práticas e reforçando suas decisões de reduzir recursos para projetos de alto impacto negativo. A não contratação de sequer um projeto de

térmica a carvão neste último leilão certamente foi influenciado pelo fato do banco não financiar mais este tipo de empreendimento.

Mais financiamento para energias renováveis alternativas e redução dos subsídios para os fósseis são condições necessárias para que a matriz elétrica nacional se desenvolva em linha com os compromissos climáticos assumidos pelo Brasil no contexto do Acordo de Paris (2016). Essa trajetória pode ser feita de forma mais rápida e efetiva, incentivando fontes alternativas ao invés de aumentarmos a dependência de gás natural, que representa uma transição mais lenta à economia de baixo carbono, e das UHEs - cujos reservatórios são suscetíveis às mudanças climáticas e de relevante impacto local.

Gustavo Pimentel e Guilherme Teixeira são, respectivamente, diretor e consultor da Sitawi Finanças do Bem

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Lucas Marchesini | De Brasília

Título: Cade tende a reprovar proposta de compra da Liquigás pela Ultragaz

O Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) pode julgar a compra da Liquigás pela Ultragaz já na primeira sessão deste ano, no início de fevereiro, apurou o **Valor PRO**, serviço de informação em tempo real do **Valor**. A relatora do caso, a conselheira Cristiane Alkmin, ainda tenta viabilizar a operação a partir de uma forte venda de ativos, entre bases, marcas e botijões, e imposições comportamentais, como o compartilhamento de bases de operação, mas a tendência mais forte é a de reprovar a operação.

As últimas semanas foram intensas em torno do caso, com 16 reuniões apenas em janeiro entre a autoridade antitruste e as diversas partes do processo, que além das duas empresas envolvidas na operação também conta com terceiros interessados, como a Copagaz e a Supergasbras.

A autoridade antitruste tem até o fim de fevereiro para tomar uma decisão final na esfera administrativa sobre a operação. Até lá, estão agendadas duas sessões ordinárias. Uma em sete de fevereiro e outra no dia 28.

O negócio chamou a atenção do Cade mesmo antes de ser notificado, quando foi anunciado pela Petrobras, controladora da Liquigás, por envolver as duas líderes do mercado de GLP no Brasil.

Diante disso, a Superintendência Geral (SG) do Cade, que funciona como uma primeira instância administrativa, emitiu um parecer considerado duro contra a

operação em agosto do ano passado. Nele, a SG dizia que considerava "a reprovação da operação" como "a medida mais adequada para o presente caso".

Na ocasião, ela listou os problemas concorrenciais que surgem com a operação. "No mercado de GLP envasado, foi possível constatar que a operação ampliará a possibilidade de exercício de poder de mercado unilateral pelas Requerentes em todos os estados brasileiros afetados pela operação, exceto Tocantins. Em âmbito nacional, a participação conjunta observada em 2016 alcança 43,2%", apontou.

Agora, perto do fim da análise pelo Cade, os terceiros interessados protocolaram novas petições reiterando a posição pela reprovação do negócio e pedindo a publicação da versão pública de um estudo do Departamento de Estudos Econômicos (DEE) do Cade sobre alternativas propostas pela Liquigás e Ultragaz.

A petição da Supergasbras atacou, entre outras, a ideia do compartilhamento de bases operacionais como parte das alternativas a serem aplicadas para aprovar a operação. "O compartilhamento de bases entre distribuidoras, como forma de minimizar a dificuldade de acesso à infraestrutura, é uma hipótese tecnicamente possível, mas operacionalmente de complicada viabilização", disse.

Isso acontece por conta da "aproximação da estrutura de custos entre dois concorrentes, a operacionalização da divisão de estrutura, custos e logística, sem mencionar o desafio de evitar a troca de informações concorrenciais sensíveis, derivadas do fato de se manter equipes operacionais e comerciais concorrentes dentro de uma mesma base".

Os botijões de gás são outro ponto importante da operação, ressaltou o advogado da Copagaz, Ricardo Lara Gaillard. Isso porque, com o negócio, Liquigás e Ultragaz passam a deter muito mais botijões do que os concorrentes e eles são ativos importantes no mercado de GLP. Isso porque a Agência Nacional do Petróleo (ANP) estabelece regras para a troca de botijões. Com um agente do mercado detendo uma quantidade excessiva, ele pode prejudicar os concorrentes ao não fazer as trocas. Por isso, qualquer tentativa de acordo precisa incluir também o recipiente do gás.

A Copagaz também criticou a possibilidade de um acordo e pediu a "imediata disponibilização nos autos públicos [do estudo do DEE], para que seja possível aos terceiros interessados demonstrar sua visão sobre as conclusões potencialmente apontada". Ela cita inclusive o regimento interno da autarquia, que "determina em seu art. 94, §4º, inciso II, que deve ser apresentada uma

versão identificada com o termo "VERSÃO PÚBLICA" que deve conter elementos suficientes para o exercício do contraditório e da ampla defesa".

VEÍCULO:	Valor Econômico
Seção:	Empresas
Autor:	
Título:	Destaques

Minério chega a US\$ 75

O minério de ferro negociado no porto chinês de Qingdao subiu pelo segundo dia consecutivo, para US\$ 75,04 a tonelada ontem, alta de 0,68%, segundo informações da "Metal Bulletin". A referência é o produto com teor médio de 62% de ferro. Segundo a publicação, a nova alta acontece apesar do volume de negócios ter desacelerado após a conclusão de uma série de transações de preços fixos. No ano, a valorização é de 3,35%. No mercado futuro, os contratos da commodity para maio subiram 1,53% na bolsa da Dalian, para 529,5 yuans. Os futuros do aço também registraram valorização. Em Xangai, o vergalhão avançou 1,07%, para 3.966 yuans, e a bobina quente subiu 1,43%, para 3.973 yuans.

Fornecedora da Petrobras

A Keppel, conglomerado de Cingapura que fornece plataformas para a Petrobras, registrou seu primeiro prejuízo trimestral da história entre outubro e dezembro do ano passado, após seu braço marítimo ter pago uma multa para encerrar investigações relacionadas às operações no Brasil. A empresa contabilizou perda líquida de US\$ 378,3 milhões no quarto trimestre de 2017, revertendo o lucro de US\$ 109 milhões obtido no mesmo período de 2016. A receita somou US\$ 1,15 bilhão no intervalo, queda de 20%, em comparação anual. "O prejuízo decorre principalmente de multas financeiras e custos associados às investigações, além de resultados operacionais mais fracos no segmento marítimo, que foram parcialmente compensados por ganhos maiores da unidade de trading em Cingapura", informou a Keppel, em comunicado. Excluindo a baixa relativa à multa e aos gastos associados às investigações, de US\$ 473,1 milhões, a companhia teria registrado um lucro líquido de US\$ 94 milhões no quarto trimestre.

Engie toma empréstimo

O conselho de administração da Engie Brasil Energia aprovou ontem a contratação de um financiamento com o BNDES, no valor de R\$ 1,039 bilhão. Os

recursos serão utilizados para financiar a implantação do complexo eólico Campo Largo e a concessão de garantias pertinentes.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Ivan Ryngelblum e Renato Rostás | De São Paulo

Título: Anglo American produziu mais no Minas-Rio em 2017

A mineradora Anglo American informou ontem que a produção de minério de ferro no projeto Minas-Rio, que mantém no Brasil, produziu menos durante o quarto trimestre do ano passado. Mas em 2017, como um todo, o volume extraído avançou, se aproximando da atual capacidade nominal da mina.

Foram 3,95 milhões de toneladas produzidas de outubro a dezembro, uma queda de 19% ante o mesmo período de 2016. O resultado, segundo o grupo, foi provocado pela menor teor de ferro do minério extraído, o que já era esperado. Já no acumulado do ano, a produção ficou 4% maior e atingiu 16,8 milhões, graças a investimentos para elevar a capacidade operacional.

Atualmente, o Minas-Rio - que além da atividade da extração em Conceição do Mato Dentro (MG), possui o maior mineroduto do mundo, de 529 quilômetros, ligando a mina ao porto do Açu - tem capacidade produtiva de 17 milhões de toneladas, mas quer obter as licenças necessárias hoje para iniciar as obras que permitirão a esse limite subir para 26,5 milhões de toneladas até 2020.

Está agendada para hoje reunião do Conselho Estadual de Política Ambiental de Minas Gerais (Copam) para decidir se serão concedidas licenças prévia e de instalação para iniciar a etapa 3 do projeto. O grupo está confiante de que vai conquistar as autorizações, requisitadas há mais de dois anos para atingir a capacidade nominal planejada anteriormente. A previsão é que já no segundo semestre deste ano também seja obtida a licença operacional, que permitirá à Anglo acessar o minério.

As obras devem empregar cerca de 800 pessoas em Conceição do Mato Dentro e Alvorada de Minas, com investimentos de R\$ 1 bilhão. Com a operação já em andamento, há espaço para a criação de mais cem postos de trabalho - esses, definitivos. Hoje o Minas-Rio emprega 4.800 trabalhadores próprios e terceirizados.

Sobre uma potencial expansão no futuro, a Anglo disse que segue "atenta às oportunidades do mercado", mas que não há nada nos planos por enquanto. "Nosso foco permanece na continuidade do negócio com a obtenção das

licenças, buscando melhorar nossa estabilidade operacional", declarou, em nota.

Ontem, a companhia também reportou que a operação sul-africana de Kumba teve recuo de 2% na produção do quarto trimestre, em comparação anual, para 11,6 milhões de toneladas. Na mina de Sishen, a queda foi de 8%, para 7,8 milhões de toneladas, enquanto em Kolomela houve alta de 12%, para 3,9 milhões de toneladas. No ano, em Kumba foram extraídas 45 milhões de toneladas, mais 8%.

A Anglo American também informou que foram produzidas 11,4 mil toneladas de níquel nas suas operações em Goiás - em Barro Alto e na Codemin, de Niquelândia - entre outubro e dezembro, o que representa avanço de 5% sobre igual período de 2016 e também um recorde histórico para essas unidades. No ano cheio, contudo, o volume caiu 2%, para 43,8 mil toneladas.

"[O crescimento no último trimestre] foi resultado de uma maior estabilidade operacional", explicou a companhia.

No caso do cobre, a alta na produção foi de 1% durante os últimos três meses de 2017, em comparação anual, para 148,6 mil de toneladas, apoiada no desempenho operacional das minas chilenas de Los Bronces - que viu aumento de 1% - e de Collahuasi - crescimento de 8%. No acumulado do ano, a produção total de cobre subiu 0,4%, para 579,3 mil de toneladas.

A companhia também registrou queda de 8% no volume de carvão metalúrgico produzido para exportação no quarto trimestre, para 4,92 milhões de toneladas, e aumento de 1% no ano, para 19,66 milhões de toneladas. No caso do carvão térmico para exportar, as quedas foram de 2% no trimestre e de 4% em 2017, para 6,89 milhões de toneladas e 26,51 milhões de toneladas, respectivamente.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Rafael Bitencourt, Andrea Jubé e Camila Maia | De Brasília e São Paulo

Título: Decreto abre caminho para governo de SP vender Cesp

A quarta tentativa de privatização da Cesp pelo governo de São Paulo ganhou impulso ontem, quando o presidente da Câmara dos Deputados, Rodrigo Maia, no exercício da Presidência da República, assinou um decreto que vai permitir a extensão da concessão do principal ativo da companhia, a hidrelétrica de Porto Primavera, superando um grande entrave ao processo de venda da estatal.

O decreto que deve ser publicado hoje no "Diário Oficial da União" se aplica diretamente ao caso da Cesp, ao permitir que companhias estatais estaduais ou municipais em processo de venda possam ter novos contratos de concessão pelo prazo de até 30 anos.

A concessão de Porto Primavera vence em 2028, e deverá ser prorrogada até 2048. Em troca, será paga uma outorga, proporcional ao período de extensão das concessões. A ideia é que o investidor que comprar a Cesp pague a outorga diretamente à União.

Com a mudança, os investidores podem ter que desembolsar no mínimo um valor de cerca de R\$ 7 bilhões pela companhia, considerando já a nova outorga, segundo estimativas de analistas.

Pelo edital lançado em 2017, a companhia era avaliada em cerca de R\$ 5,4 bilhões, considerando o preço por ação de R\$ 16,80. Agora, será acrescentado à esse montante o valor da outorga da extensão da concessão, que será definido com base no benefício econômico-financeiro adicional pelo novo prazo. Como não há um contrato de venda de energia associado, o governo deverá fazer uma estimativa do preço futuro da energia no mercado livre, trazendo a valor presente líquido para calcular a outorga - de forma semelhante a que será feita para calcular a outorga das usinas da Eletrobras que serão descotizadas.

Considerando um preço médio de R\$ 150 por megawatt-hora (MWh), a outorga dos 20 anos adicionais de concessão seria de aproximadamente R\$ 1,5 bilhão, de acordo com analistas de um grande banco, que falaram na condição de anonimato. Essa outorga será paga à União.

O decreto vai permitir a retomada da privatização da Cesp, mas cabe ao governo de São Paulo decidir se vai aceitar a extensão da concessão. O governo paulista chegou a conversar com a União no ano passado sobre uma possível extensão da concessão, mas não houve um acordo quanto à divisão da outorga. O processo de venda da Cesp acabou sendo suspenso em setembro, faltando poucos dias para o leilão de privatização, devido à falta de interessados. A curta duração das concessões da companhia foi o principal motivo para isso.

Depois de ter devolvido a maior parte das suas concessões vencidas à União, a Cesp encolheu. Hoje ela tem apenas três hidrelétricas em seu portfólio: Porto Primavera, de 1.540 megawatts (MW), Paraibuna, de 87 MW e vencimento em 2021, e Jaguari, com 27,6 MW, e vencimento em 2020.

Desde a suspensão do certame, o governo de São Paulo retomou as conversas com a União. Caso decidam prorrogar a concessão de Porto Primavera, a

energia será descontratada a partir de 2028. A nova gestão da companhia privatizada poderá negociar contratos no mercado livre ou no regulado.

Pelo decreto, vencerá a disputa aquele que oferecer maior valor para as ações da companhia. Um eventual ágio será dividido também entre a União e o governo de São Paulo, proporcionalmente.

O valor mínimo e a forma de pagamento serão estabelecidos conjuntamente pelos ministros da Fazenda e de Minas e Energia. Também haverá avaliação pelo Conselho do Programa de Parceria de Investimentos (PPI).

A regra definida no decreto não se aplica àquelas hidrelétricas que renovaram antecipadamente os contratos de concessão em 2013, ao aderir ao regime de cotas - caso de grande parte das usinas da Eletrobras. O prazo adicional deve estar necessariamente vinculado ao processo de privatização de empresas estaduais ou municipais de energia.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Agronegócios

Autor: Camila Souza Ramos | De São Paulo

Título: Usinas começam a operar com futuros de petróleo e gasolina

Desde que a Petrobras decidiu reajustar diariamente os preços da gasolina A (pura), vendida às distribuidoras, com base na variação das cotações internacionais, algumas usinas de etanol passaram a avaliar a possibilidade de atuar nos mercados futuros internacionais de petróleo e gasolina, mesmo não produzindo nenhum dos dois produtos, para "proteger" suas margens em casos de queda dos preços.

Algumas empresas do setor estão estudando fórmulas que se aproximariam da nova estrutura de formação do preço da gasolina C (vendida nas bombas), com o qual concorre o etanol hidratado. Inclusive, já há quem tenha começado a realizar operações, como a Usina Alta Mogiana, de São Joaquim da Barra (SP).

A estratégia que está sendo avaliada pelas usinas é vender uma posição nos mercados futuros de petróleo ou gasolina nas bolsas de Londres e Nova York (ou Chicago), ou comprar uma opção de venda delas, em uma operação conjugada a um hedge de câmbio.

Dessa forma, se a companhia vende certo volume de petróleo ou gasolina e o contrato cai US\$ 1 no dia seguinte, a empresa ganha esse US\$ 1 multiplicado pelo volume acertado. Caso o preço suba, é preciso realizar um depósito de margem junto à corretora ou banco. Mas como as usinas não produzem nem

petróleo nem gasolina, precisam liquidar suas posições antes de o contrato vencer.

Hoje, se o preço do petróleo ou da gasolina recua no mundo, a Petrobras repassa em alguma medida essa queda à gasolina A, que por sua vez é repassada, em alguma medida, à gasolina C das bombas. Mais barata, a gasolina C fica mais competitiva que o etanol, estimulando a cadeia do biocombustível a reduzir os preços. Desde que a Petrobras mudou a política, a gasolina vendida nas refinarias acumulou alta de 26,08%, enquanto a vendida nos postos subiu 20,21 - ante alta de 23,44% do concorrente etanol.

A Usina Alta Mogiana já atua nesses mercados futuros há alguns anos, mas até então eram operações marginais. Com a mudança da política da estatal, a usina desenvolveu um modelo próprio que buscou alinhar o preço interno do etanol aos preços mundiais de gasolina e petróleo.

Até agora, a Alta Mogiana já realizou operações que lhe garantiram margem para mais de 20% do etanol que deve produzir na safra 2018/19 (que começa oficialmente em abril), segundo Luis Gustavo Junqueira Franco, diretor comercial da usina. Na safra atual, a produção foi de 150 milhões de litros. Com as operações, a empresa estima obter mais de R\$ 2 pelo litro do etanol, quase 10% acima dos preços atuais.

Segundo César Lauro da Costa, sócio da empresa de assessoria financeira Capitânia, é possível considerar essa operação como um "hedge financeiro", já que a usina não produz o produto com o qual opera. "Não é especulação porque vai na direção da proteção. A empresa faria isso na proteção que ela necessita", diz.

Para efeito contábil, porém, a tendência é que eventuais ganhos com a operação ainda sejam encaixados no balanço como receita financeira, e não operacional. "Dentro da norma atual, é até possível argumentar que é hedge, mas não temos visto casos ainda", diz.

O analista afirma que a usina poderia operar com um volume de petróleo acima do equivalente ao que ela produziria de etanol em uma safra, já que pode "proteger" seus ganhos para mais de uma temporada. João Luiz Mascolo, professor do Insper, lembra que no passado empresas de outros setores foram enquadradas como especuladoras por terem operado com produtos financeiros em volume acima do considerado como hedge.

Essa engenharia financeira ainda é encarada com resistência pela maioria das usinas. Um dos motivos é a necessidade de boa saúde financeira - o que limita esse tipo de operação à parcela saudável, e não muito ampla, do segmento.

Outro motivo é a falta de transparência da Petrobras quanto à fórmula para calcular o preço da gasolina A. A estatal não divulga com quais contratos futuros utiliza como base, mas, em documentos públicos, a empresa menciona as oscilações dos futuros de petróleo Brent (comercializados na bolsa de Londres) e de gasolina Eurobob (referência para o produto do noroeste da Europa).

A Usina Alta Mogiana tem operado em futuros de Brent, de petróleo WTI (comercializado na bolsa de Nova York), e de gasolina RBOB (comercializado na bolsa de Chicago). "Usamos um ou outro, dependendo do viés do mercado. Mas acreditamos que nosso modelo tem aderência", afirma Franco.

Também há incerteza sobre em que medida as oscilações da gasolina A chegam à gasolina C, já que há diferenças nas margens dos intermediários. Mas, para Costa, da Capitânia, a correlação é maior que 80%.

Há dúvidas também em relação à permanência desse tipo de política de preços no futuro. A recente mudança na política de preços do gás, por exemplo, gera desconfiança de que a Petrobras poderia fazer o mesmo com sua política para a gasolina.

Ainda assim, Franco diz que tem recebido muitas consultas a respeito de suas operações. Para o sócio da Capitânia, o momento mais alcooleiro da safra "contribui para a tomada de risco", e a realização de tal "hedge" pode ser mais generalizada já em seis meses.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Finanças

Autor: Daniela Meibak | De São Paulo

Título: Petrobras capta US\$ 2 bi com custo menor

O julgamento do ex-presidente Luiz Inácio Lula da Silva tira da frente um dos principais riscos de curto prazo vistos pelos investidores e deixa caminho livre para o avanço do mercado de emissões externas, que segue aquecido. Um dia após o Tribunal Regional Federal da 4 Região (TRF-4) ter mantido a condenação e aumentado a pena do ex-presidente, a Petrobras, maior emissor de dívida do Brasil, levantou US\$ 2 bilhões com bônus com vencimento em 2029. A Natura também fechou uma captação e o Banco Safra anunciou intenção de levantar recursos.

A petroleira aproveitou a maré positiva e manteve a tradição de rolar parte da sua dívida em janeiro. A operação teve demanda de quase US\$ 10 bilhões e os títulos saíram com um retorno ao investidor ("yield") de 5,95%. Os recursos serão usados para propósitos gerais pela companhia, incluindo o pagamento de

dívidas mais próximas, como os títulos que vencem em janeiro, março e abril de 2019. Procurada, a Petrobras não comentou.

A empresa conseguiu reduzir a taxa paga aos investidores. Na última vez que a petroleira foi ao mercado internacional, em setembro de 2017, a empresa aceitou pagar 6% ao ano na série que contava com um prazo de vencimento similar ao da captação fechada ontem. Na operação anterior, em janeiro de 2017, a emissão de dez anos saiu ainda mais cara, com taxa de 7,375%. Um banqueiro que acompanhou de perto a operação conta que, em relação aos títulos do Tesouro Americano, a melhora do custo foi ainda maior, com uma redução de 40 pontos-base.

Os mercados reagiram de forma positiva e abriram espaço para novas emissões com o entendimento de que Lula terá dificuldades de concorrer às eleições presidenciais em outubro e, com isso, crescem as chances de vitória de um candidato que mantenha as políticas econômicas e avance com as reformas. Para se ter ideia da melhora na avaliação de risco do país após o julgamento em segunda instância, o Credit Default Swap (CDS) de cinco anos do Brasil, uma espécie de seguro contra calote, saiu do patamar de 156 pontos-base na terça-feira para 144 pontos ontem, renovando mínima desde 2014.

"Conforme os votos eram anunciados, víamos saltos de valorização dos ativos no mercado", conta uma fonte que participou de perto a emissão de dívida. Segundo o interlocutor, os bancos acompanhavam o mercado nas últimas duas semanas para decidir o melhor momento para lançar a operação. Coordenaram a oferta o BNP Paribas, Bradesco BBI, Citibank, Credit Agricole, Itaú BBA e Mizuho.

Na própria quarta-feira, dia do julgamento, os títulos da Petrobras já registravam alta no mercado secundário. Os títulos com prazo em 2023, por exemplo, subiram 1,2%, negociados a 100% do valor de face, enquanto o yield (rendimento ao investidor) passou de 4,62% para 4,36%. Mais longos, os títulos de cem anos, com vencimento em 2115, seguiram a mesma trajetória - alta de 3%, para 98,4% do valor de face, enquanto o yield saiu de 7,17% para 6,96%.

Além do julgamento de Lula, o corte do rating do Brasil pela S&P Global, feito no dia 11, que passou de "BB" para "BB-", era visto como outro fator de risco para as captações externas. O rebaixamento da nota soberana, porém, teve efeito praticamente nulo no preço dos papéis brasileiros, dada a liquidez abundante no mercado internacional e a necessidade de alocação dos recursos em ativos de países emergentes, com retornos mais altos, segundo especialistas dos bancos de investimento.

A Natura também concluiu ontem a captação de US\$ 750 milhões no exterior, com a finalidade de financiar parte da aquisição da The Body Shop. Os títulos vendidos possuem prazo de cinco anos, um retorno de 5,375% e a demanda chegou a aproximadamente US\$ 3 bilhões. Os bancos coordenadores foram Bradesco BBI, Citi, HSBC e Itaú BBA.

Ontem foi ainda a vez de o Banco Safra anunciar a intenção de levantar recursos. O banco contratou coordenadores para preparar a operação e fará uma série de encontros com investidores entre hoje e o dia 31 na Europa e nos Estados Unidos. Os títulos terão prazo de cinco anos e o volume da operação deve ser de cerca de US\$ 500 milhões.

MME / ASCOM .