

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

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

Sumário

VEÍCULO: O Globo.....	2
Título: Conta de luz deve continuar mais alta até o fim deste ano	2
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	3
Título: Eletrobras prevê destravar a venda de distribuidora do AL após eleição	3
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	4
Título: » Beija a mão.....	4
Título: Herança maldita	4
Título: Taxa extra na conta de luz deve ir até o fim do ano	6
Título: Etanol amplia vantagem sobre a gasolina neste mês.....	6
VEÍCULO: Valor Econômico.....	8
Título: Regra contábil faz plataforma turbinar importação do país.....	8
Título: Exclusão de item reduz o desembarque pela metade.....	10
Título: Produção de petróleo pode chegar a 1 bilhão de barris	11
Título: É preciso ir além de resolver questão fiscal, diz Pio Borges	12
Título: Pistas secretas do aquecimento global.....	14
Título: Destaques	17
Título: Leilão de térmicas reduziria custo do risco hidrológico	18
Título: Curtas	20
Título: BTG Pactual deve manter 50% da PetroAfrica e ser sócio da Vitol	21
Título: Aumento da produção da Opep derruba cotação	23
Título: Califórnia investe para limpar matriz de combustíveis.....	24

VEÍCULO: O Globo**Data: 14/09/2018****Seção: Economia****Autor: Ramona Ordonez****Título: Conta de luz deve continuar mais alta até o fim deste ano**

Nível de reservatórios indica que bandeira vermelha será mantida no verão

A bandeira vermelha nas contas de luz deverá continuar pesando no bolso dos consumidores até o fim do ano. A previsão foi feita ontem pelo diretor-geral do Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS), Luiz Eduardo Barata, ao explicar que as usinas termelétricas, que têm custo de geração mais elevado, deverão continuar ligadas mesmo com o início do período chuvoso, a partir de novembro. Isso por causa do atual baixo nível dos reservatórios das hidrelétricas.

— A definição das bandeiras tarifárias não é competência do ONS, mas acredito que a bandeira continuará vermelha até o fim do ano — avaliou Barata.

A bandeira tarifária vermelha tem dois patamares. O patamar 1 significa que, a cada 100 quilowatts/horas, o consumidor vai pagar R\$ 3 a mais pelo serviço. O patamar 2 é de R\$ 5 a mais pelo serviço a cada 100 quilowatts/hora. Na bandeira amarela, o custo extra é de R\$ 1 a cada 100 quilowatts/ hora consumidos.

COR SINALIZA VALOR EXTRA

O sistema de bandeiras foi adotado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para sinalizar o custo real da energia gerada. A cor da bandeira (vermelha, amarela ou verde) é impressa na conta de luz.

Quando chove menos, os reservatórios das hidrelétricas ficam mais vazios, e é preciso acionar mais usinas termelétricas para garantir o suprimento de energia. Os custos extras decorrentes dessa geração são transferidos para o consumidor. Por isso, quando a bandeira é vermelha ou amarela, a conta de luz fica mais cara.

As tarifas estão mais altas desde maio, quando foi acionada a bandeira amarela. Em junho, a sobretaxa aumentou com a bandeira tarifária vermelha nível 2. Entre janeiro e abril deste ano, não houve cobrança adicional na conta de luz. Outro fator que vem pesando nas contas de luz é o crescimento dos subsídios.

De acordo com dados do ONS, o nível dos reservatórios das Regiões Sudeste e Centro-Oeste, responsáveis por cerca de 70% da energia consumida no país, estava em 25,72%, no dia 7 de setembro. É o nível mais baixo desde janeiro, quando chegou a 25,48%. Já na Região Nordeste o nível está em 30,66%. No Sul, é de 53,37%.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Data: 14/09/2018

Seção: Mercado

Autor: Reuters

Título: Eletrobras prevê destravar a venda de distribuidora do AL após eleição

Rio de Janeiro- A Eletrobras poderá conseguir, após as eleições, aval da Justiça para a venda da distribuidora Ceai, do Alagoas, afirmou o diretor de Regulação e Projetos Especiais da estatal, Cláudio Nilo, nesta quinta (13).

O leilão da companhia está travado por uma decisão liminar do ministro Ricardo Lewandowski, do Supremo Tribunal Federal (STF),

A decisão de Lewandowski ocorreu após uma ação movida pelo governo alagoano. Nilo não entrou em detalhes sobre o motivo que o leva a crer que a questão poderá ser solucionada.

"A Ceai agora está impedida por uma liminar, e a gente está tentando conseguir derrubar. Destaco que, passando a eleição, isso deve acontecer", afirmou Nilo.

Sobre a venda da Amazonas Energia, marcada atualmente para 26 de setembro, o executivo disse não saber se de fato irá acontecer na data prevista.

Recentemente, o presidente da Eletrobras, Wilson Ferreira, afirmou que o certame poderia ser adiado, caso um projeto de lei visto como importante para aumentar o interesse de investidores na companhia não seja aprovado pelo Senado até lá.

Na véspera, uma fonte próxima à organização do certame afirmou que o leilão será adiado, uma vez que há um acordo parlamentar para votar o projeto no Senado somente após as eleições.

Neste ano, a Eletrobras já conseguiu leiloar quatro de suas distribuidoras, nos estados do Piauí, Acre, Rondônia e Roraima.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Data: 14/09/2018****Seção: Colunas****Autor: Andreza Matais****Título: » Beija a mão.**

Coluna do Estadão

O candidato do MDB ao Planalto, Henrique Meirelles, deve ir a Brasília na semana que vem. Desde que começou a campanha, afastou-se do trio que validou sua candidatura: **Moreira Franco**, Eliseu Padilha e Michel Temer. Quer aproveitar para conversar, pelo menos, com o presidente.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Data: 14/09/2018****Seção: Colunas****Autor: Elena Landau****Título: Herança maldita**

Há um personagem ausente nos debates sobre reforma do Estado: as agências reguladoras. Elas foram criadas no governo FHC na forma de autarquias independentes, livres da tutela do governo e da influência política. Um marco institucional adequado para a gestão privada das concessões públicas e importante para garantir de forma imparcial a execução dos contratos de concessão. Hoje atuam de forma muito distante dos seus princípios norteadores. Além do processo contínuo de contingenciamento de receitas, passaram a ter vinculação com os ministérios setoriais, o que diminuiu a independência frente aos ditames do governo de ocasião. O presidente Lula logo ao assumir, ao saber de um reajuste de tarifas de energia homologado pela Aneel, reclamou “que não havia sido consultado”, mostrando de partida desconhecimento – ou inconformismo – com a autonomia destas autarquias. Esse desvirtuamento recebeu a pá de cal final no atual governo com a captura definitiva através da indicação política de diretores. O toma lá dá cá de Temer tornou regra o que era até então exceção. Mas, paradoxalmente é neste governo que o projeto de lei 6621/16, também conhecido como A Lei Geral das Agências Reguladoras andou.

Apesar da grave intenção de revogar parte importante da lei das estatais, como a vedação para contratação de administradores que tenham participado de atividade política nos últimos 36 meses, há avanços no PL. Os destaques são novos requisitos para os cargos de diretores e a reafirmação da autonomia

financeira e técnica. A experiência recente do setor elétrico mostra que o fim da tutela hierárquica ao ministério setorial também é um passo fundamental. Um exemplo eloquente foi a intervenção nos preços de energia implementada pela MP 579 no governo Dilma. A Aneel – agência reguladora do setor – mostrando total submissão aos objetivos políticos do governo de então, endossou a medida, apesar dos efeitos – previsivelmente – catastróficos. Desde então, toda essa ineficiência e desequilíbrios do setor vêm sendo empurrados para o consumidor através de aumento de encargos, via CDE (Conta de Desenvolvimento Energético). Valores bilionários de subsídios e riscos setoriais explicam boa parte do choque nas tarifas de energia elétrica: subiram em média 83% entre março de 2013 a junho de 2018, contra uma inflação de 36%. A sujeira regulatória embaixo do tapete acumulou tanto que começou a aparecer e a sociedade vem reagindo aos aumentos na conta de luz.

Mas é também do regulador a responsabilidade pelos desajustes e prejuízos que marcam o setor elétrico nos anos recentes. Outro exemplo recente foi a greve dos caminhoneiros. O tabelamento de fretes foi decidido sem que reguladores fossem ouvidos. E mais, a Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) foi determinada por lei a regulamentar o frete mínimo. Ficou explícito que o governo vê as agências como departamentos do Executivo. Esta herança maldita vai demandar muita atenção do próximo governo. Daí a importância do PL, que adotou critérios para indicação já utilizados no modelo bem-sucedido da Comissão de Valores Mobiliários (CVM): mandatos de cinco anos, não coincidentes, e experiência na área de atuação da agência.

A alternância de cargos diminuiu o risco de captura política por um governo e permite o descasamento de mandatos na agência com mandatos presidenciais. É fundamental que o Executivo passe a encarar a indicação de nomes para as agências reguladoras de serviços públicos com a mesma seriedade que trata os nomes para compor a diretoria do Banco Central e da CVM. O Legislativo precisa organizar sabatinas com o mesmo rigor a que submetem as novas autoridades financeiras. Os xerifes do setor financeiro estão fora do alcance dos políticos. Nomes de excelência são indicados e sua independência é visível. Por que definição de tarifas elétricas, acesso à banda larga, qualidade na prestação de serviços e custos dos planos de saúde são encarados com menos importância do que a regulação do sistema bancário e do mercado de capitais? Os demais serviços públicos não são de segunda categoria para tanto descaso. O consumidor também paga muito caro por eles e tem o direito de receber serviços de qualidade. De nada adianta uma nova lei se não houver essa mudança cultural e o Senado deixar de cumprir seu papel com a responsabilidade que o tema exige.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Data: 14/09/2018****Seção: Economia****Autor: Denise Luna****Título: Taxa extra na conta de luz deve ir até o fim do ano**

O diretor-geral do Operador Nacional do Sistema (ONS), Luiz Eduardo Barata, disse ontem que até o fim do ano a bandeira vermelha (patamar dois) do setor elétrico continuará acionada, mesmo com o início do período chuvoso em novembro, porque seria temerário desligar termoelétricas em um momento de escassez hídrica. “Até porque para as distribuidoras também seria temerário, por conta dos custos com os combustíveis”, destacou o executivo sobre a cobrança adicional nas contas de luz. Ele participou do seminário O futuro do Setor Elétrico Brasileiro: Desafios e Oportunidades, promovido pela Fundação Comitê de Gestão Empresarial e a Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica.

Barata afastou qualquer tipo de problema de abastecimento de energia elétrica no País, mesmo com a chegada do verão, já que o acionamento das usinas termoelétricas para poupar os reservatórios das hidrelétricas é suficiente para atender à demanda. O seminário reuniu representantes das principais entidades do setor elétrico para discutir propostas que deverão ser entregues aos candidatos à Presidência da República. Segundo o presidente interino da Empresa de Pesquisa Energética, Thiago Barral, a consolidação das termoelétricas como base da geração do sistema elétrico é um dos pontos que deverão ser levados ao novo comando do setor no Brasil.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Data: 14/09/2018****Seção: Economia****Autor: Fernanda Nunes / RIO Douglas Gavras****Título: Etanol amplia vantagem sobre a gasolina neste mês**

Diferença de preços entre os combustíveis chegou a R\$ 1,83 por litro, o maior patamar do ano; nos postos, gasolina chega a R\$ 5

No momento em que o preço da gasolina atinge níveis recordes, o consumidor brasileiro está recorrendo mais ao etanol para abastecer o carro. Em setembro, a diferença de preço entre os dois combustíveis alcançou o maior patamar de 2018, de R\$ 1,83 por litro, segundo levantamento da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A expectativa é de que o cenário

permaneça assim até novembro, quando começa o período de entressafra da cana-de-açúcar, insumo do etanol, no Centro-Sul, principal região produtora. Na primeira semana do mês, a coleta de preços da ANP demonstrou que um litro de álcool custa 59% do da gasolina, na média do Brasil. Para o consumidor, vale à pena optar pelo etanol se ele custar até 70% do valor da gasolina, que tem mais poder calorífico e, por isso, melhor rendimento. Essa conta ficou especialmente favorável ao álcool neste mês porque a oferta do produto cresceu e a gasolina vendida nas refinarias da Petrobrás ficou ainda mais cara. Com uma política de paridade com o mercado internacional, a estatal tem reajustado sucessivamente a tabela para acompanhar as oscilações externas e também a valorização do dólar frente ao real. Ontem, a Petrobrás anunciou um novo aumento de 1% no preço médio do litro da gasolina nas refinarias, para R\$ 2,25. O reajuste, que entra em vigor hoje, representa nova máxima histórica desde fevereiro, quando a estatal passou a divulgar o preço médio diariamente.

O litro do álcool está custando, em média, R\$ 2,69 no País, enquanto o da gasolina sai por R\$ 4,52. Em São Paulo, o biocombustível está mais barato, R\$ 2,48. “Esse é um bom momento para o consumidor aproveitar. É um período de alta da colheita da cana. Mas em novembro e dezembro começa a chover e os produtores vão recuperar seus preços”, afirmou o professor do Grupo de Economia da Energia da UFRJ (GEE) Edmar Almeida. De janeiro a julho, a produção de etanol no Brasil chegou a 9,7 bilhões de litros, 40,5% mais do que no mesmo período do ano passado, de acordo com a ANP. Almeida avalia, no entanto, que a concorrência com o etanol não fará com que a Petrobrás reduza a gasolina, porque a empresa mantém firme a proposta de acompanhar as oscilações externas da commodity. Além disso, com as eleições, a expectativa é de elevação do dólar, que tem impacto direto nos preços. Em um posto na região central de São Paulo, a gasolina já era vendida a mais de R\$ 5 na tarde de ontem. O etanol, que há alguns dias custava cerca de R\$ 2,50, segundo os clientes, estava sendo vendido por quase R\$ 2,70 o litro.

No bolso. “Sinto que os preços aumentaram muito, principalmente aqui na região central. Eu gastava, em média, R\$ 650 por mês no começo do ano para abastecer com gasolina, mas agora pago R\$ 800”, diz o motorista Saulo de Jesus, de 54 anos, que trabalha com um veículo que não é flex. Segundo gerentes de postos ouvidos pelo Estado, os combustíveis têm sido vendidos aos postos desde o começo desta semana 10% mais caros. Alguns deles optaram por fazer reajustes menores, sacrificando a margem de lucro, para não perder clientes. O presidente do Sindicato Comércio Varejista Derivados Petróleo do Estado São Paulo (Sincopetro), José Alberto Paiva Gouveia, diz que há postos em São Paulo em que metade do seu volume de vendas já é de etanol – a divisão costuma ser de 60% para gasolina e 40% para etanol. “A demanda aumentou a partir de junho, logo depois da greve dos caminhoneiros.”

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 14/09/2018****Seção: Brasil****Autor: Marta Watanabe | De São Paulo****Título: Regra contábil faz plataforma turbinar importação do país**

Com números recordes, as plataformas de petróleo puxaram as importações e exportações deste ano e distorceram alguns indicadores de comércio exterior. Resultado de uma mudança tributária, o embarque e desembarque de plataformas é predominantemente contábil e reflete em pequena parte operações típicas de embarque e desembarque.

O efeito mais importante se dá nas importações. De janeiro a agosto, as compras de plataformas somaram US\$ 7,3 bilhões, ante US\$ 1 milhão em igual período de 2017. A importação nesse período nunca chegou sequer a US\$ 1 bilhão na série histórica desde 1997.

O desempenho distorce as importações, número que serve como indicador da demanda doméstica. Sem as plataformas, as importações cresceram 15,8% no acumulado até agosto, e não 23% considerando os desembarques gerais pela média diária.

Nos bens de capital, grupo no qual são classificados esses equipamentos, a retirada das plataformas reduz de 94,5% para 22,2% o crescimento das importações na mesma comparação.

"Olhando os números totais de importação de bens de capital, parece que há grande nível de investimentos e de confiança das empresas, mas isso não é o que acontece", diz José Augusto de Castro, presidente da Associação de Comércio Exterior do Brasil (AEB).

No lado das exportações, há também marca histórica. Foram US\$ 4,08 bilhões no acumulado até agosto, ante US\$ 903 milhões no mesmo período de 2017. Com o desempenho, a plataforma tornou-se o item mais importante da pauta brasileira de exportação de manufaturados, seguida pelos automóveis, que somaram US\$ 3,9 bilhões em iguais meses. Como resultado líquido de exportações e importações, a balança das plataformas gerou, portanto, déficit de US\$ 3,25 bilhões nos oito primeiros meses do ano.

O que explica o maior volume de plataformas tanto nos embarques quanto nos desembarques, na verdade, não são operações novas, mas sim um período de transição de antigas regras do Repetro, regime especial para o setor de

petróleo. Regulado anteriormente com base em decreto de 2009, o regime foi alterado por lei de 2017 e passou a se chamar Repetro Sped. As novas regras foram regulamentadas por instrução normativa da Receita de janeiro deste ano.

Antes da mudança, o Repetro desonerava de tributos federais bens destinados à indústria de óleo e gás, mas não permitia que eles fossem incorporados ao estoque de investimentos do país. Ou seja, o benefício tributário não era concedido nas importações definitivas. "Uma plataforma importada por US\$ 1 bilhão geraria US\$ 600 milhões em tributos, fora o ICMS", diz Carolina Bottino, do Taiul e Chequer Advogados.

Por isso, máquinas e equipamentos fabricados no Brasil no âmbito do Repetro eram vendidos a alguma empresa no exterior, como exportação, mesmo quando não houvesse saída física dos bens do território nacional. É a chamada exportação com saída ficta. Os mesmos bem eram declarados depois como "admissão temporária", diz Carolina. Essas operações não são contabilizadas na balança comercial, já que a propriedade das plataformas continuava de empresa estrangeira, sem sua incorporação à economia nacional.

Nas novas regras do Repetro Sped, é concedido benefício tributário na aquisição no mercado interno ou na importação para permanência definitiva de bens destinados à atividade de exploração e desenvolvimento de campo de petróleo ou de gás natural. O Repetro antigo deve valer até o fim de 2019. Até lá, porém, as operações comerciais com equipamentos para exploração de petróleo passam por um período de transição para o chamado Repetro Sped.

Com isso, operadores que tenham objetivo de efetivamente adquirir equipamentos que serão utilizados a longo prazo, o que costuma ser o caso das plataformas, tendem a usar a operação de importação, e não mais a aquisição temporária, explica Rodrigo Brunelli, sócio do escritório Ulhoa Canto Advogados.

Um dos efeitos do período de transição entre os dois programas é a internalização de plataformas que já haviam sido encomendadas antes do Repetro Sped. De acordo com técnicos do Mdic, todos os US\$ 4,08 bilhões em exportações de plataformas neste ano referem-se a encomendas feitas antes da vigência do Repetro Sped. Por isso a produção dessas plataformas usou o regime de drawback. Neste incentivo, os estaleiros adquirem insumos com suspensão de tributos, mas o benefício só vale se houver a exportação do produto final.

No caso, foram três plataformas que geraram exportações com saída ficta para que os estaleiros conseguissem completar o ciclo do benefício do drawback. As três plataformas exportadas foram depois importadas. No Repetro antigo, diz o

técnico do Mdic, o mais provável é que fossem declaradas como admissão temporária. Agora, com o Repetro Sped e a garantia da suspensão de tributos na compra do exterior de bens destinados à exploração de petróleo, as três plataformas foram declaradas como importação. Os valores de importação são maiores que os de exportação, já que houve complementação posterior de equipamentos que elevaram o valor das plataformas exportadas.

Essas três equipamentos, juntamente com uma quarta plataforma, somam os US\$ 7,3 bilhões importados no ano. Deste valor, US\$ 3,6 bilhões foram originados do Brasil. A quarta plataforma, de US\$ 1,6 bilhão, foi uma operação efetiva de importação.

Outro efeito que ainda pode ter reflexo na balança comercial, explicam técnicos do Mdic, são as plataformas que geraram exportações com saída ficta antes de 2018 e que podem eventualmente ser alvo de importação por seus operadores. Isso, segundo o Mdic, resultará em aumento no montante de importações brasileiras até o final de 2019, a ocorrer de acordo com o cronograma de nacionalização desses bens pelas companhias do setor. O impacto estimado para 2018 é de R\$ 32 bilhões.

Passados os efeitos do período de transição, a tendência é que com a nova legislação, segundo Brunelli, as operações sejam declaradas de forma mais fiel à sua natureza econômica (exportações, importações ou aquisições temporárias). Técnicos do Mdic lembram que, findo o período de transição, as plataformas deixarão de passar pela contabilidade do comércio exterior, já que serão simples operações de compra e venda internas, sem alteração de propriedade para pessoas jurídicas estrangeiras.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 14/09/2018

Seção: Brasil

Autor: Marta Watanabe | De São Paulo

Título: Exclusão de item reduz o desembarque pela metade

Sob o efeito das mudanças no Repetro, o volume de desembarques cresceu 8,1% de janeiro a agosto em relação a igual período de 2017 quando são excluídas as plataformas de petróleo, e não 15% (incluindo esses equipamentos), aponta o Indicador de Comércio Exterior (Icomex) divulgado ontem pelo Instituto Brasileiro de Economia (Ibre/FGV).

No lado das exportações, o volume cresceu 3,4% em igual período com as plataformas. Sem esses equipamentos, o crescimento foi de apenas 0,6%. Os

indicadores do Ibre medem a variação de preços e de volumes nas importações e exportações.

A partir deste mês o boletim do Ibre passou a divulgar índices de comércio exterior com e sem as plataformas de petróleo. O objetivo, diz o boletim do Icomex, é esclarecer o desempenho do comércio exterior em relação aos efeitos das mudanças do Repetro.

O boletim destaca que as mudanças do Repetro ficaram claras nos dados do Mdic desde fevereiro. Retiradas as plataformas do cálculo, o crescimento do volume das importações continua superando o das exportações, mas cai a diferença entre os dois. Com plataformas, a diferença é de 11 pontos percentuais. Sem os equipamentos, cai para 6,7 pontos.

O volume exportado pela indústria de transformação no acumulado até agosto na comparação com o mesmo período de 2017 cresceu 2,9%. Sem as plataformas, porém, há recuo de 0,5%. A quantidade embarcada pelo setor agropecuário subiu 9,8% nos oito primeiros meses do ano. No mesmo período, o quantum exportado pela indústria extrativa recuou 1,3%.

Segundo o boletim do Ibre, do lado das importações, a desagregação por categoria de uso dentro da indústria de transformação mostra que o crescimento é liderado pelos bens de capital, com alta de 78,8% no volume desembarcado no acumulado até agosto. Com a exclusão das plataformas de petróleo, o crescimento cai para 16,6%.

O Ibre destaca que todas as categorias de uso da indústria de transformação apresentaram variações positivas na quantidade importada de janeiro a agosto. O boletim diz ainda que a variação nos índices dos volumes importados de bens intermediários pela indústria é positiva, mas não chega a 10%, o que é considerado compatível com o baixo nível de atividade esperado para o ano, ao redor de 1,5%.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 14/09/2018

Seção: Brasil

Autor: André Ramalho | Do Rio

Título: Produção de petróleo pode chegar a 1 bilhão de barris

A produção de petróleo no Brasil deve atingir em 2018, pela primeira vez, a marca de 1 bilhão de barris no acumulado do ano, segundo projeções do

Ministério de Minas e Energia. A expectativa é que o volume produzido no país cresça pelo quinto ano seguido.

A marca equivale à média diária de cerca de 2,73 milhões de barris. O número, se confirmado, representará aumento de 4,5% em relação a 2017, quando a produção nacional já havia crescido 4%, para o recorde de 957 milhões de barris (2,622 milhões de barris/dia).

A produção anual vem subindo desde 2014, puxada pelo pré-sal. Em 2017, o volume produzido na região subiu 26%, ante o recuo de 10,8% no pós-sal, segundo a Agência Nacional de Petróleo (ANP). O pré-sal já responde por 54,65% da produção nacional de óleo.

Os números da ANP mostram, ainda, que, embora a Petrobras continue sendo a responsável pela operação dos principais projetos de óleo e gás do país, há um processo de desconcentração em curso. Este ano, no acumulado até julho, as petroleiras estrangeiras e as pequenas e médias produtoras nacionais (como Queiroz Galvão, PetroRio e Dommo Energia) produziram, juntas, em média, cerca de 635 mil barris/dia de petróleo, o que representa 24,45% da produção total de petróleo do país. Em 2017, esse percentual era de 22,2%.

Segundo o secretário de petróleo, gás natural e biocombustíveis do MME, João Vicente Vieira, a produção nacional poderia ser praticamente o dobro da atual, não fosse a interrupção dos leilões entre os anos de 2008 e 2013.

"Caso não tivesse ocorrido o hiato [de cinco anos sem leilões], poderíamos estar produzindo 2 bilhões de barris", disse Vieira, no seminário Retomada e Desafios das Novas Regras de Conteúdo Local, no Rio.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 14/09/2018

Seção: Brasil

Autor: Estevão Taiar | De São Paulo

Título: É preciso ir além de resolver questão fiscal, diz Pio Borges

O desequilíbrio das contas públicas é gravíssimo e precisa ser solucionado, mas há outras frentes em que o próximo presidente pode atuar para reforçar a expansão da economia. É o que diz José Pio Borges, ex-presidente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

"Há alguns problemas setoriais, quase microeconômicos, que, se resolvidos, acelerariam muito a retomada do crescimento", afirma.

Os dois principais setores são o energético e o de infraestrutura. Além disso, segundo ele, a abertura da economia para o setor externo "nunca foi tão importante para a retomada quanto é hoje".

Pio Borges preside atualmente o Centro Brasileiro de Relações Internacionais (Cebri), think tank que funciona no Rio com o objetivo de debater "o cenário internacional e o papel do Brasil", segundo o site da instituição. A equipe do Cebri apresenta hoje, na sede do BNDES, três papers justamente sobre abertura comercial, infraestrutura e setor energético. Esses estudos também vêm sendo compartilhados com as equipes dos candidatos à Presidência da República.

Na visão do instituto, os benefícios da abertura comercial para a economia brasileira viriam de duas formas. A primeira seria um aumento da produtividade causado, por exemplo, pelo barateamento das importações de bens de capital e intermediários. "A produtividade no Brasil está parada há 20 anos", diz Pio Borges.

Além disso, ele acredita que o país também pode se beneficiar do estremecimento das relações entre Estados Unidos e China, ainda que o crescimento das turbulências comerciais possa trazer problemas para o Brasil. Desde que haja maior abertura comercial, produtores brasileiros têm a chance de "ocupar o espaço" dos americanos no país asiático.

Nos cálculos de Pio Borges, o Brasil pode praticamente dobrar a produção agrícola destinada à China e a outros países da região. "Depois do boom obtido pela soja, há potencial para o boom do setor de proteína animal", afirma. Outra meta seria exportar 1,5 milhão de barris de petróleo por dia para o país asiático. "Essa quantia era o que o Brasil todo consumia há alguns anos", diz. "Agora imagine isso com o barril de petróleo a US\$ 60, US\$ 70?"

A equipe do Cebri afirma que os mais pobres seriam os principais beneficiados pela abertura da economia, mas admite que em um primeiro momento a medida causaria o fechamento de "empresas menos eficientes" e "deslocamentos no mercado de trabalho". Por isso, seria necessário "reforçar as redes de proteção social e os mecanismos de apoio à capacitação profissional".

Outra frente que poderia acelerar a retomada é a infraestrutura. "Em um mundo que deverá investir cerca de US\$ 57 trilhões em infraestrutura até 2030, há uma quantia significativa de capital internacional" buscando "projetos atrativos" em países emergentes, escreve a equipe do Cebri.

Com a crise fiscal e as empreiteiras abaladas pela Lava-Jato, "acabou o clube fechado" que tocava as obras de infraestrutura, segundo Pio Borges. O think tank sugere, entre outras medidas, "alavancar a participação do setor privado

no financiamento" dessas obras, incluindo aí fundos de investimento e capital estrangeiro. Para isso, seriam necessários um "arcabouço legal regulatório mais ágil, transparente e menos judicializado" e "um ambiente saudável de negócios".

O setor energético é outro polo "de geração de investimento, emprego e arrecadação fiscal". Mais uma vez, a atração de investidores privados" é essencial. O Cebri afirma que avanços no segmento de óleo e gás nos últimos dois anos, como os leilões plurianuais e a revisão da política de conteúdo nacional, permitiram que os investimentos previstos para a próxima década chegassem a US\$ 600 bilhões, nas estimativas da Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Com o primeiro turno da eleição presidencial se aproximando, Pio Borges critica, sem citar nomes, candidatos que defendem maior intervenção nos preços dos combustíveis e da Petrobras.

Presidente do BNDES em 1998 e 1999, ele considera que o banco de fomento vem abandonando "o vício de olhar para o próprio umbigo". Ele cita como exemplo o 'Visão 2035: Brasil, um país desenvolvido', documento divulgado pela instituição em março com medidas para alavancar a produtividade da economia e o mercado de capitais. Além disso, foi realizada na semana passada uma reunião entre membros do BNDES e do Cebri para uma troca de ideias e propostas. "Houve uma identidade de pensamento muito grande", afirma.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 14/09/2018

Seção: Opinião

Autor: Benjamin Franta

Título: Pistas secretas do aquecimento global

Certo dia de 1961, um economista americano chamado Daniel Ellsberg encontrou por acaso um documento que continha implicações apocalípticas. Ellsberg, que assessorava o governo dos Estados Unidos em seus planos secretos de guerra nuclear, tinha descoberto um documento que trazia uma estimativa oficial do saldo de vítimas fatais de um "primeiro ataque" preventivo à China e à União Soviética: aproximadamente 300 milhões nesses países, e o dobro disso mundialmente.

Ellsberg ficou perturbado com a existência de um plano desse gênero; anos depois, ele tentou vaziar os detalhes do aniquilamento nuclear para a opinião pública. Embora sua tentativa tenha fracassado, Ellsberg ficaria famoso

posteriormente por ter vazado o que veio a ser conhecido como os Papéis do Pentágono - a história secreta do governo dos EUA sobre sua intervenção militar no Vietnã.

O amoral planejamento militar dos EUA durante a Guerra Fria reverbera o excesso de autoconfiança ostentado por outro elenco de personagens que joga com o destino da humanidade. Foram revelados recentemente documentos secretos que detalham o que o setor energético sabia sobre a ligação entre seus produtos e o aquecimento global. Mas, ao contrário dos planos nucleares do governo americano, o que o setor detalhou foi posto em prática.

Em 1980, empresas petrolíferas como a Exxon e a Shell realizaram avaliações internas sobre o dióxido de carbono liberado pelos combustíveis fósseis e previram as consequências planetárias dessas emissões. Em 1982, por exemplo, a Exxon previu que, até por volta do ano de 2090, os níveis de CO₂ teriam duplicado em relação à década de 1800, e que isso, de acordo com o mais elevado nível científico da época, elevaria as temperaturas médias do planeta em cerca de 3°C.

Em momento posterior daquela década, em 1988, um relatório interno da Shell projetava efeitos semelhantes, mas detectava também que o CO₂ poderia duplicar ainda mais cedo, até 2030. Internamente, essas empresas não contestavam as ligações entre seus produtos, o aquecimento global e a calamidade ecológica. Pelo contrário, sua pesquisa confirmava essas conexões.

A avaliação da Shell previa uma elevação do nível do mar de 60 cm a 70 cm, e observava que o aquecimento poderia também estimular a desintegração da Calota Polar da Antártida Ocidental, o que resultaria em um aumento mundial de "cinco a seis metros" do nível do mar. Isso seria suficiente para inundar países inteiros de baixa altitude.

As previsões secretas de mudança climática do setor petrolífero estão se tornando realidade. Elas nos conduziram ao futuro sombrio que temiam ao promover seus produtos, mentir sobre seus efeitos e defender com agressividade sua participação no mercado

Os analistas da Shell advertiram também sobre o "desaparecimento de ecossistemas específicos ou sobre destruição de habitats", previram um aumento de "enchentes destrutivas, de excedentes de água não absorvidos, e inundações de terras agricultáveis de baixa altitude", e disseram que "seriam necessárias novas fontes de água doce" para compensar as mudanças das precipitações. As alterações das temperaturas do ar "mudariam drasticamente a maneira pela qual as pessoas vivem e trabalham". Ao todo, concluiu a Shell, "as mudanças poderão ser as maiores da história documentada".

De sua parte, a Exxon advertiu para "acontecimentos potencialmente catastróficos que têm de ser considerados". A exemplo dos especialistas da Shell, os cientistas da Exxon previram uma elevação devastadora do nível do mar e advertiram que o Meio-Oeste americano e outras partes do mundo poderiam assumir conformação semelhante à desértica. Buscando um lado positivo a título de consolo, a empresa manifestou sua confiança de que "esse problema não seja tão significativo para a humanidade quanto um holocausto nuclear ou quanto a fome mundial".

Os documentos constituem uma leitura assustadora. E os efeitos são ainda mais arrepiantes diante da recusa das gigantes petrolíferas de advertir a opinião pública sobre os danos previstos por seus próprios pesquisadores. O relatório da Shell, que recebeu o selo de "confidencial", foi originalmente divulgado por uma organização noticiosa holandesa no começo deste ano. O estudo da Exxon também não era voltado para distribuição externa; foi vazado em 2015.

Essas empresas, além disso, jamais assumiram responsabilidade por seus produtos. No estudo da Shell, a companhia argumenta que o "principal ônus" de abordar a mudança climática não cabe ao setor energético, e sim aos governos e consumidores. Esse argumento poderia ter feito sentido se os executivos do petróleo, entre os quais os da Exxon e da Shell, não tivessem mentido, posteriormente, sobre a mudança climática e impedido diligentemente os governos de sancionar políticas de energia limpa.

Embora os detalhes do aquecimento global fossem estranhos à maioria das pessoas na década de 1980, entre os poucos que tinham uma ideia melhor que a maioria, estavam as empresas que mais contribuíram para o problema. Apesar das incertezas científicas, a moral da história era: as empresas petrolíferas reconheciam que seus produtos elevavam o nível de CO₂ na atmosfera, entendiam que isso levaria ao aquecimento e calculavam as prováveis consequências. Por outro lado, optaram por aceitar esses riscos em nosso nome e à nossa custa, e sem o nosso conhecimento.

Os catastróficos planos de guerra nuclear que Ellsberg viu na década de 1960 eram uma espada de Dâmocles que, felizmente, jamais caiu. Mas as previsões secretas de mudança climática do setor petrolífero estão se tornando realidade, e não por acaso. As produtoras de combustíveis fósseis nos conduziram ao futuro sombrio que temiam ao promover seus produtos, mentir sobre seus efeitos e defender agressivamente sua participação no mercado energético.

Na medida em que o mundo se aquece, os componentes básicos do nosso planeta - suas calotas polares, florestas e correntes atmosféricas e oceânicas - estão sendo alterados irremediavelmente. Quem tem o direito de prever danos desse gênero e optar, em seguida, por realizar a profecia? Embora os

planejadores de guerras e as empresas de combustíveis fósseis tenham tido a audácia de decidir que nível de devastação seria adequado para a humanidade, apenas as Grandes Petrolíferas tiveram a temeridade de ir em frente. Isso, naturalmente, é brincar demais com a sorte. **(Tradução de Rachel Warszawski)**

Benjamin Franta, ex-pesquisador-visitante do Belfer Center for Science and International Affairs da Faculdade de Governo Kennedy de Harvard, é um doutorando em história da ciência da Universidade de Stanford, onde sua pesquisa se concentra em política climática e manipulação da ciência.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 14/09/2018

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

Carvão mais caro

Os preços do carvão, já em alta, pode ganhar novo impulso à medida que o furacão Florence impedir as exportações que partem da costa do Estado americano da Virgínia, contendo a oferta em todo o mundo. O furacão deve chegar ao local amanhã e os terminais de Norfolk e proximidades, responsáveis pela maior parte das vendas de carvão ao exterior, já trabalhavam a partir de ontem em um esquema de permissão caso a caso para os navios. A Guarda Costeira dos Estados Unidos precisa aprovar os embarques. Os cortes nas exportações podem sustentar um preço já em recuperação para a commodity, de acordo com o analista da Seaport Global Securities Mark Levin. A demanda pelo tipo de carvão usado para a produção de coque, que é consumido pelas siderúrgicas para fabricar aço, e o tipo utilizado para geração energética fez a cotação do produto subir quase 9% em uma semana até ontem, para US\$ 202 a tonelada, segundo a S&P Global Platts. Desde o começo de agosto, a alta é de 7%.

Leilão da Amazonas Energia

O diretor de regulação da Eletrobras, Cláudio Rubens Pinho Nilo, afirmou ontem não ter certeza se o leilão de privatização da Amazonas Energia será mesmo realizado em 26 de setembro. Isso porque o projeto de lei que neutraliza custos da distribuidora para o novo dono, essencial para o certame, não foi aprovado no Senado até o momento. "Não sei se de fato vai ocorrer [o leilão da Amazonas Energia, previsto para 26 de setembro]. Existem alguns atrasos", disse o executivo, durante Encontro Nacional dos Altos Executivos do Setor Elétrico

(Enaltesse), promovido pela Fundação Coge e a Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica (ABCE), no Rio. Nilo, porém, ressaltou que, até o momento, o leilão continua marcado. Mas, acrescentou, não será um problema significativo se o leilão for atrasado novamente.

GE vende unidade

A General Electric anunciou ontem que fechou um acordo para vender a Middle River Aircraft Systems (MRA Systems), unidade que pertence à divisão de aviação, para a companhia de engenharia aeronáutica Vision Technologies Aerospace (VT Systems), da ST Engineering, por US\$ 630 milhões.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 14/09/2018

Seção: Empresas

Autor: Rodrigo Polito e Camila Maia | Do Rio e de São Paulo

Título: Leilão de térmicas reduziria custo do risco hidrológico

O controverso leilão de contratação de termelétricas a gás natural para substituir um conjunto de usinas a óleo combustível, que serão descontratadas entre 2022 e 2024, pode aliviar a pressão do impacto do risco hidrológico sobre o caixa das distribuidoras. Segundo estimativas da EDP Brasil, a substituição das térmicas a óleo por usinas de custo mais baixo pode resultar em uma redução anual de R\$ 2,6 bilhões do impacto do risco hidrológico, medido pelo GSF (sigla em inglês para o fator de ajuste da garantia física de hidrelétricas) para as empresas de distribuição.

"A existência dessas térmicas [a gás natural], permitindo a descontração de térmicas mais caras, permitiria também reduzir o impacto que hoje o despacho térmico oneroso tem na tarifa final. Em 2017, o déficit da conta das bandeiras foi de cerca de R\$ 4,5 bilhões. E nossa estimativa é que, se existissem cerca de 3 gigawatts de térmicas de baixo custo, esse déficit poderia ser reduzido em cerca de R\$ 2,6 bilhões", disse ontem o presidente da EDP Brasil, Miguel Setas, durante encontro de altos executivos do setor elétrico (Enaltesse), realizado pela Fundação Coge e a Associação Brasileira de Companhias de Energia Elétrica (ABCE), no Rio.

De acordo com dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o custo do GSF para as distribuidoras em julho foi de R\$ 2,5 bilhões. Outros R\$ 755 milhões foram repassados aos consumidores referente ao acionamento das termelétricas. Pela lógica defendida por Setas, com a troca das usinas mais caras pelas mais baratas, os recursos das bandeiras tarifárias, que deveriam cobrir

esses repasses mas são insuficientes, poderão minimizar o repasse do GSF aos consumidores do mercado cativo.

Presente ao evento, a diretora presidente adjunta da Neoenergia, Solange Ribeiro, sinalizou positivamente com relação à possibilidade de substituição das térmicas.

Já o presidente do conselho de administração da Enel no Brasil, Mário Santos, indicou necessidade de cautela com relação a um discurso existente no setor elétrico de independência energética regional, em detrimento da integração do sistema nacional. "Me preocupo com o discurso sobre independências regionais".

Na última semana, o governo sinalizou que o primeiro leilão de contratação de térmicas a gás estava sendo planejado para contratar usinas somente no Nordeste.

A principal polêmica em torno do leilão é de onde virão os recursos para a compra dessa energia. "Nós provamos com estudos da mais alta qualidade que é necessária a geração térmica no Nordeste, para estabilizar a rede e garantir a segurança energética diante da variação das fontes renováveis. O problema é viabilizar a comercialização da energia e definir quem pagará a conta", disse Xisto Vieira Filho, presidente da Associação Brasileira Geradoras Termelétricas (Abraget).

Ainda na linha de redução do impacto do risco hidrológico para as distribuidoras, Setas contou que apresentou recentemente à CCEE e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) proposta de realização de um leilão de risco hidrológico, em que comercializadores possam adquirir o "risco hidrológico" das distribuidoras. Na prática, as comercializadoras receberiam um valor fixo das distribuidoras para gerenciar esse risco e poderiam incluir essa exposição dentro de seus respectivos portfólio de contratos de energia.

Setas reconheceu que seria necessária uma mudança infralegal para a realização desse tipo de leilão. Mas acrescentou que CCEE e Aneel tiveram boa recepção com relação à proposta.

"São duas soluções. Uma que é incentivar as térmicas de baixo custo [a gás] e outra que é de criar um mercado de risco hidrológico para quem possa gerencia-lo, limitando esse risco da distribuição. Achamos que são medidas possíveis no quadro atual regulatório e teria benefícios importantes para o sistema elétrico", disse Setas o presidente da EDP Brasil.

Segundo ele, o impacto do risco hidrológico para todo o setor elétrico totaliza aproximadamente R\$ 100 bilhões nos últimos cinco anos, considerando os efeitos estimados para 2018.

Segundo Setas, a solução proposta para o risco hidrológico, incluída em projeto de lei em discussão no Congresso e que prevê o pagamento das despesas do GSF pelas empresas em troca de extensão de contrato de concessão de suas usinas, é adequada. "O projeto de lei vai ajudar a reduzir a judicialização no setor", completou ele.

O déficit de caixa das distribuidoras de energia com as despesas relativas ao risco hidrológico foi tratado em reunião realizada na quarta-feira entre o presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), Nelson Leite, e o **ministro de Minas e Energia, Moreira Franco**, em Brasília. "O descompasso financeiro das distribuidoras com o risco hidrológico está muito elevado, de R\$ 2,9 bilhões", disse Leite ao **Valor**, se referindo ao custo do GSF que não foi coberto pelas bandeiras tarifárias.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 14/09/2018

Seção: Empresas

Autor:

Título: Curtas

Energisa obtém licença

A Energisa Goiás Transmissora de Energia obteve da Secretaria de Meio Ambiente de Goiás a licença de instalação para construção do empreendimento do lote 3, conquistado no leilão nº 5, realizado em abril de 2017. Conforme comunicado da Energisa, a licença foi obtida um ano após a assinatura do contrato de concessão e quinze dias após a emissão da licença prévia, dado que o órgão emissor classificou o empreendimento como não significativo em termos de impactos ambientais. O projeto representará uma receita anual permitida (RAP) de R\$ 37 milhões e o prazo limite estabelecido pela Aneel para energização da linha é agosto de 2021.

Produção da Dommo

A Dommo Energia, antiga OGX, fechou o mês de agosto com produção de 183.289 barris de petróleo no campo de Tubarão Martelo, na Bacia de Campos, o equivalente a 5.912 barris por dia. O resultado mostra queda de 4,9% da

produção da empresa na comparação com julho, quando foram produzidos 192.849 barris de petróleo, o equivalente a 6.220 barris por dia.

Minério sobe na China

O minério de ferro negociado no porto de Qingdao, na China, registrou alta de 0,59% ontem, para US\$ 68,26 a tonelada, segundo a "Metal Bulletin". O índice leva em conta o produto com teor de ferro de 62%. Em setembro, a commodity acumula alta de 2,89%. Para o ano, a queda é de 6%. A valorização de ontem foi beneficiada pelo desempenho dos futuros do minério, cujos contratos para janeiro que subiram 2,96% em Dalian, para 503,5 yuans a tonelada. Para o aço, os futuros da bobina a quente subiram 1,11% em Xangai, para 4.013 yuans a tonelada. O vergalhão subiu 0,25%, para 4.071 yuans a tonelada.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 14/09/2018

Seção: Empresas

Autor: Graziella Valenti | De São Paulo

Título: BTG Pactual deve manter 50% da PetroAfrica e ser sócio da Vitol

O BTG Pactual planeja manter sua participação de 50% na PetroAfrica e não pretende mais acompanhar a sócia Petrobras na venda do ativo. A trading Vitol está negociando a compra e avaliou o negócio em US\$ 2,6 bilhões, conforme o **Valor** apurou com fontes envolvidas nas conversas.

No fim do ano passado, Petrobras e BTG Pactual iniciaram um processo formal de venda conjunta, com a expectativa de obter não menos do que US\$ 3 bilhões pela totalidade do ativo, então pouco mais de R\$ 10 bilhões.

A provável decisão do BTG de ficar com a petroleira africana não deve prejudicar a Petrobras na alienação dos seus 50% na companhia. De acordo com pessoas envolvidas nas conversas, a holandesa Vitol já havia oferecido as duas possibilidades de transação, de comprar 50% ou 100% do capital.

A definição do banco ainda não foi formalizada, mas tudo indica que esse será o caminho escolhido. Já começaram as conversas entre Vitol e BTG a respeito de como poderia ficar um acordo de acionistas, que será necessário para substituir o atual.

A venda da PetroAfrica pelo BTG Pactual era uma operação emblemática e esperada pelo mercado, devido às polêmicas em torno da aquisição desse ativo, que surgiram no âmbito da Operação Lava-Jato, em 2015.

A instituição comprou os 50% da PetroAfrica, então integralmente detida pela Petrobras, em junho de 2013. Na época, o barril do óleo bruto na bolsa de Londres superava US\$ 100 e o dólar oscilava de R\$ 2,13 a R\$ 2,21.

A estatal brasileira adquiriu um pacote de ativos na África em 2006 e seis anos depois iniciou um processo de busca de parcerias para vários deles, visando sócios que ajudassem a financiar os projetos de exploração.

O BTG pagou US\$ 1,525 bilhão pela metade da empresa - acima, portanto, da oferta atual da Vitol, que renderia US\$ 1,3 bilhão a cada uma das sócias. Em reais, porém, o cenário é oposto: o banco pagou R\$ 3,3 bilhões e venderia agora por mais de R\$ 5 bilhões.

A polêmica em torno da aquisição surgiu devido às suspeitas de que o banco poderia ter feito uma operação lesiva à Petrobras, subavaliando o ativo. Entretanto, nenhuma das suspeitas se comprovaram e o caso sequer chegou a ser alvo de processo. O valor pago pelo BTG foi superior à única outra oferta concorrente da ocasião, a espanhola Cepsa, de US\$ 1,4 bilhão.

Mesmo assim, a citação nas investigações da Lava-Jato marcou definitivamente o investimento pela exposição negativa. Por isso, o banco sinalizava desde 2015 - com o barril do petróleo rumo aos US\$ 30 - que venderia a PetroAfrica tão logo o preço do petróleo se recuperasse no mercado internacional.

Para a Petrobras, o sucesso da transação é importante. Ao se desfazer da empresa africana, a estatal marcaria um avanço no seu programa de desinvestimentos, que vem se concretizando em ritmo mais lento que o planejado. Se confirmada a operação, a estatal poderia ultrapassar um quarto de sua meta - obter US\$ 21 bilhões com alienação de ativos no biênio 2017-2018. Com essa negociação, a Petrobras atingiria a marca de US\$ 5,9 bilhões arrecadados durante 2017 e 2018 - 28% do projetado para o período.

O BTG Pactual não informa qual o valor de marcação da PetroAfrica em sua carteira de ativos. Mas, assim como fez com Sete Brasil e Bravante, realizou baixas no valor da empresa. Já no fim de 2015, os ajustes nas investidas do setor de petróleo superavam R\$ 2 bilhões.

Da fatia de 50% da PetroAfrica aos cuidados do banco, 32% são proprietários, 8% pertencem a clientes e 10% são do fundo Helios, da África do Sul.

O fato de a oferta da Vitol, em dólar, ser inferior ao valor pago há cinco é que está motivando a opção do BTG por manter o investimento. Internamente, de acordo com pessoas próximas à operação, a percepção é que o ativo ficou na carteira no pior momento do preço do petróleo. A ideia, portanto, é esperar para melhorar o retorno com base nos resultados daqui para frente, uma vez

que os contratos de petróleo para novembro estão próximos de US\$ 80 por barril.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 14/09/2018

Seção: Empresas

Autor:

Título: Aumento da produção da Opep derruba cotação

Os preços do petróleo fecharam em queda ontem, devolvendo parte dos ganhos do dia anterior, quando haviam sido impelidos, mais uma vez, por temores relacionados à passagem do Furacão Florence, que tem perdido intensidade nos últimos dias, sendo rebaixado da categoria 4 para 3 e, agora, a 2. Assim, prevaleceram nessa sessão os sinais de que a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) está ampliando a produção.

Ontem, os contratos do WTI para outubro fecharam em baixa de 2,53%, a US\$ 68,59 por barril, na Bolsa de Mercadorias de Nova York (Nymex), enquanto os do Brent para novembro cederam 1,96%, a US\$ 78,18 por barril, na ICE, em Londres. Dessa forma, o Brent interrompeu sequência de quatro sessões em alta, tendo chegado a tocar, na quarta-feira, a marca de US\$ 80 pela primeira vez desde maio. O WTI, por sua vez, havia fechado, também na quarta, no maior nível desde 20 de julho.

Relatório mensal da Agência Internacional de Energia (AIE) mostrou que a produção da Opep aumentou o correspondente a 420 mil barris/dia em agosto, o maior aumento mensal em mais de dois anos, que colocou a produção do cartel em máxima de nove meses, puxada pela oferta da Líbia, Iraque, Nigéria e Arábia Saudita, que "mais do que compensaram as perdas do Irã às vésperas da implementação de sanções dos EUA", informou a AIE.

Em agosto, a produção do Irã caiu o correspondente a 150 mil barris/dia, totalizando 3,63 milhões de barris/dia. As exportações do país caíram em 280 mil barris/dia, totalizando 1,9 milhão de barris/dia em agosto.

"Com o aumento da produção e a desaceleração do crescimento da demanda, a tendência é de que o mercado não sofra muito com o embargo ao Irã", diz Norbert Ruecker, diretor de estratégia macro e de pesquisa de commodity do banco Julius Baer.

Ainda assim, há quem considere a possibilidade de ganhos adicionais para os preços, inclusive acima da marca de US\$ 80 para o barril do Brent. O banco de

investimentos Investec observa que, na máxima intradia do ano, o Brent foi a US\$ 80,50 em maio. "No entanto, o Brent não fechou acima de US\$ 80, o que significa que uma grande barreira psicológica foi atingida, mas não propriamente superada", diz Callum Macpherson, analista do Investec.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 14/09/2018

Seção: Finanças

Autor: Camila Souza Ramos | De San Francisco

Título: Califórnia investe para limpar matriz de combustíveis

Em meio ao intenso tráfego no centro de San Francisco, na Califórnia, não é difícil encontrar carros elétricos disputando espaço com os velhos conhecidos veículos a gasolina ou diesel. Em um Estado onde os transportes respondem por cerca de 50% das emissões de gases-estufa, o governo liderado pelo democrata Jerry Brown tem realizado pesados aportes na eletrificação da frota e redesenhado seu programa de combustíveis de baixo carbono para ampliar a meta de descarbonização do setor até 2030. E, diante desse esforço, autoridades do governo avaliam que o espaço para os biocombustíveis conquistado até agora não necessariamente está garantido. Dependerá, em grande parte, da eficiência de sua produção.

O mercado californiano é de extrema importância para o Brasil. O Estado responde por cerca de 90% das exportações brasileiras de etanol para os EUA, que no ano passado alcançaram US\$ 520 milhões. Embora o etanol brasileiro, produzido a partir da cana, já se beneficie do programa federal americano Padrão de Combustíveis Renováveis (RFS), o programa californiano Padrão de Combustíveis de Baixo Carbono (LCFS, em inglês) oferece um "prêmio" pelo fato de o etanol de cana emitir menos gás carbônico equivalente do que a média dos biocombustíveis nos EUA, produzidos a partir do milho. Os produtores de combustíveis mais limpos recebem créditos na Califórnia que podem ser vendidos às companhias que não conseguem atingir o mesmo padrão.

O programa de incentivo aos combustíveis com baixas emissões, que existe desde 2011 e inspirou a criação do programa brasileiro RenovaBio no ano passado, está alinhado à meta estabelecida pelo Conselho de Recursos do Ar da Califórnia (CARB, em inglês) de redução da intensidade de carbono (quantidade de energia gerada pelo combustível para cada tonelada de gás carbônico emitida) em 10% até 2020 em relação aos níveis de 2010. E, agora, o conselho está a caminho de ampliar essa meta para 20% para 2030.

Tal iniciativa integra um conjunto de medidas de combate às mudanças climáticas promovidas pelo governo Brown. O democrata tornou-se uma figura badalada pelas lideranças ambientais ao redor do mundo por sua tentativa de alinhar esforços em todo o território americano para garantir que os EUA cumpram as metas assumidas no Acordo de Paris, em uma queda de braço com Donald Trump. Sua liderança nessa área tende a ser reforçada ao hospedar o Global Climate Action Summit (GCAS), evento promovido pela ONU Meio Ambiente nesta semana que Brown se dispôs a abrigar em San Francisco.

A mudança regulatória do programa da Califórnia, o LCFS, está em andamento e ainda depende de audiências públicas e avaliações dentro do governo estadual. Mas a expectativa é que o novo plano de redução de emissões nos transportes na Califórnia esteja em vigor em 2019, afirmou ao **Valor** Emily Wimberger, economista-chefe do CARB.

A expansão dessa meta deve reduzir o consumo de combustíveis fósseis em 45% até 2030, segundo Wimberg. No entanto, não há garantia de um espaço maior para os biocombustíveis no mercado de fontes renováveis da Califórnia, disse. "O programa tem a lógica de buscar uma emissão neutra. Então, se o biocombustível tiver menos emissões, ou emissões negativas, e isso pode ser feito, por exemplo, através do uso de biodigestores na produção, ele pode ser usado".

O desafio para os biocombustíveis será competir com as novas medidas de incentivo que também estão previstas na reforma do LCFS para os carros elétricos, observou. Uma das novas regras deve permitir que as empresas de carregamento de baterias de carros elétricos também possam emitir créditos, o que deve incentivar ainda mais a eletrificação da frota.

O governo da Califórnia já anunciou que pretende chegar em 2030 com 5 milhões de veículos elétricos nas ruas e, em 2050, com emissão "zero" (desde a geração da energia até o consumo) para toda a sua frota. E está investindo US\$ 740 milhões na construção de uma infraestrutura de carregamento de baterias de veículos elétricos.

Desde que o programa de baixo carbono foi implementado, o etanol já respondeu por 45% dos créditos gerados. Para Wimberger, "ainda há espaço para os biocombustíveis" no programa da Califórnia, mas não é possível avaliar se ele será maior ou menor dentro do horizonte de 2030 proposto pela nova meta de emissões. "Como há muitos combustíveis e muitas combinações de intensidade de carbono na produção, é difícil prever o que vai acontecer", disse.

Da mesma forma, não está assegurada qual pode ser a contribuição específica do Brasil para que a Califórnia alcance as novas metas de redução de emissões,

indicou. "Depende se for econômico trazer o etanol brasileiro para a Califórnia. Se o preço for atrativo, se for eficiente, vai acontecer", afirmou Wimberger.

Uma das propostas que está no bojo das mudanças regulatórias do programa californiano, ressaltou ela, é a inclusão dos combustíveis para aviação dentro das metas, o que pode abrir mais uma porta para o uso de biocombustíveis no setor.

Por sua vez, os produtores brasileiros continuam descrentes quanto ao potencial de ameaça dos carros elétricos sobre o mercado conquistado até agora pelo etanol de cana. Para Leticia Phillips, representante da União das Industrias de Cana-de-Açúcar (Unica) nos Estados Unidos, as metas estabelecidas pela Califórnia para a eletrificação de sua frota até 2030 são pouco exequíveis. "Acho que isso não condiz com a realidade do Estado. Ainda existe muito carro de combustão interna", afirmou a executiva, de Washington.

A repórter viajou a convite da UN Foundation

MME / ASCOM .