

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: O daqui é mais caro	2
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	2
Título: Governo eleva volume oferecido em leilão de petróleo da União.....	2
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	3
Título: Atração fatal.....	3
VEÍCULO: Correio Braziliense	4
Título: Investimentos crescem no rastro dos carros elétricos	4
Título: Preço alto é maior barreira	7
VEÍCULO: Valor Econômico	8
Título: Decreto prevê nova fórmula de cálculo para fixar preço do diesel	8
Título: Produção de petróleo e gás na região do pré-sal tem queda de 4,2% em junho	10
Título: PPSA muda regra de leilão e pode obter R\$ 3 bi	11
Título: Colapso e explosão tarifária.....	13
Título: Ribeirinhos trocam diesel pela energia do Sol.....	15
Título: Cemig desagrada fundo de pensão ao devolver sede	18
Título: BR prevê mercado mais favorável neste semestre.....	19
Título: Anglo American vai trocar 4 km de tubos no Minas-Rio	21
Título: Ação de Ultrapar sobe 7% após balanço do 2º tri	23
Título: Destaques	24
Título: Avanço da Petrobras impulsiona Ibovespa	24
Título: Custo alto da energia elétrica leva mineradoras para o Paraguai	25
Título: Mineração impulsiona vendas de dispositivos	27

VEÍCULO: O Globo**Seção: Colunas****Autor: Ancelmo Gois****Título: O daqui é mais caro**

O preço do gás natural produzido pela Petrobras aumentou duas vezes este ano e, ainda este mês, subirá 14%. O produto nacional já é 16% mais caro do que o comprado na vizinha Bolívia.

A transição antecipada

A Eletrobras, a exemplo da Petrobras, vai franquear seus dados aos presidenciáveis.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção: Mercado****Autor:****Título: Governo eleva volume oferecido em leilão de petróleo da União**

Rio de Janeiro - A Pré-sal Petróleo SA (PPSA) decidiu colocar um volume maior de petróleo da União à venda em leilão agendado para o dia 31 de agosto, estendendo o tempo do contrato de 12 para 36 meses.

E a segunda tentativa de vender contratos de petróleo do pré-sal que pertencem à União. Na primeira, em maio, apenas a anglo-holandesa Shell demonstrou interesse.

No dia da oferta, porém, a empresa não fez propostas.

A PPSA é responsável pela venda de volumes de petróleo aos quais a União tem direito em campos do pré-sal, de acordo com a lei que alterou as regras do setor, sancionada pelo então presidente Luiz Inácio Lula da Silva (PT) em 2010.

A princípio a empresa pretendia leiloar três lotes com um volume total de cerca de 3 milhões de barris, em contrato de 12 meses. Em edital publicado nesta quinta-feira (2), amplia o volume para 14,4 milhões de barris, que poderão ser retirados em 36 meses.

"O prazo de 36 meses facilita a contratação de serviços logísticos e a comercialização, a longo prazo, do petróleo adquirido no leilão", disse, em nota, o presidente da estatal, Ibsen Flores.

Em entrevista em julho, o executivo disse que questões logísticas restringem o número de interessados e podem ter resultado no fracasso do primeiro leilão.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Colunas

Autor: Elena Landau

Título: Atração fatal

Greve dos caminhoneiros, aumento das tarifas de energia, novas regras para planos de saúde, spreads bancários elevados trouxeram a discussão sobre regulação para o centro do debate econômico. São setores muito distintos, mas os dilemas regulatórios são parecidos: como desenhar a melhor forma do mercado em que atuam para gerar eficiência. Como a importância da regulação só vem à tona quando preços administrados sobem mais que a inflação, o debate invariavelmente se divide entre mais intervencionismo ou mais concorrência. No curto prazo, o controle de preços sempre dá rendimentos políticos. Mas os efeitos ao longo do tempo são negativos e duradouros. Apesar de incontáveis episódios desastrosos de tabelamento e intervenção, a tentação é sempre grande.

O fundamental é dar ao consumidor liberdade de escolha e, assim, eliminar de vez a tutela do Estado, que está na raiz da intervenção. Para isso deve-se dar total transparência e usar termos acessíveis nas explicações dos motivos de reajustes. Em geral, as notas técnicas das agências reguladoras são ininteligíveis para o público.

No caso de energia elétrica, as distribuidoras são, na maioria dos casos, meras repassadoras de elevação de custos que não estão sob seu controle, como aumento dos encargos ou do custo de geração de energia. Em consequência, reajustes na conta de luz não seguem necessariamente a inflação. Com o impacto das mudanças climáticas, o custo da energia deverá ser crescente e o papel das agências é deixar isso claro à sociedade e, ao mesmo tempo, criar incentivos e campanhas para o uso eficiente de energia.

As decisões do regulador precisam considerar múltiplos interesses: o dos usuários, o das empresas prestadoras e o do Estado, que delegou esses serviços à iniciativa privada. Com frequência, as agências são confundidas com serviços de proteção ao consumidor, por elas próprias ou pela sociedade, ao focar principalmente na definição de preços e tarifas, deixando muitas vezes o bom

funcionamento do setor como objetivo secundário. Mas a tarefa mais importante e mais complexa do regulador é criar condições para um ambiente competitivo, estimulando a eficiência.

O melhor caminho para obter melhores serviços e produtos de maior qualidade ao menor custo possível é a concorrência. A entrada de novos participantes deve ser estimulada. Nacionais e estrangeiros. O Brasil é uma das economias mais fechadas do mundo, com uma legislação que, se não impede, cria obstáculos para a participação de capital estrangeiro, limitando o número de ofertantes potenciais. Isso deve mudar para beneficiar a sociedade.

Onde a competição não é possível, como nos monopólios naturais, a regulação ocorre através de contrato de concessão que define direitos e deveres do prestador, estabelecendo metas de qualidade e regras de ajuste tarifário. A intervenção nos preços é sempre a solução pior. Ela gera insegurança jurídica e regulatória, criando riscos ao negócio que afastam potenciais investidores. Exemplo importante é o debate sobre venda das refinarias que entrou em voga após a greve dos caminhoneiros. Bom lembrar que não há impedimento para o desinvestimento da Petrobrás nesse segmento. O que existe é um monopólio de fato, e não legal, decorrente da falta de interesse de investidores por um setor marcado pela ingerência política nos preços.

A solução do governo para atender às demandas dos grevistas trouxe de volta o fantasma da intervenção, que parecia ter ficado no passado. E até a Agência Nacional do Petróleo (ANP) caiu nessa armadilha e resolveu lançar uma consulta pública para estabelecer uma política de reajustes. Mais um exemplo de sinais trocados. A função da agência reguladora não é definir preços de bens em setores potencialmente competitivos, mas sim estimular concorrência. E no final das contas, se a antiga política de reajustes tivesse sido mantida, o preço do diesel estaria menor. Um total desperdício de recursos públicos com subsídios desnecessários.

Tabelar preços não ajuda ninguém. É uma ilusão passageira. Exemplos de fracasso na nossa história não faltam. Do Plano Cruzado à intervenção de Dilma nos preços de energia. Quando preços se libertam das amarras, a vingança é terrível.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Negócios

Autor: Paula Pacheco

Título: Investimentos crescem no rastro dos carros elétricos

São Paulo — No primeiro semestre do ano, foi vendido no Brasil cerca de 1 milhão de carros de passeio e comerciais leves do tipo flexfuel, por volta de 100 mil a diesel, 40,2 mil a gasolina e apenas 1.944 modelos elétricos, de acordo com os dados divulgados pela Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores (Anfavea). O volume dos elétricos é muito baixo, tanto que eles ainda são uma atração quando rodam pelas ruas e estradas. Apesar de a participação ainda ser residual na frota brasileira, empresas de diferentes segmentos têm começado a se mexer para pegar carona nessa tecnologia.

Nesta semana, por exemplo, o Makro Atacadista anunciou parceria com a BYD do Brasil, uma das principais fabricantes de veículos elétricos do mundo, e passou a oferecer em sete lojas no estado de São Paulo e na unidade de Aracaju os carregadores para esses carros. São 11 pontos de carregamento que podem ser usados gratuitamente. Como os principais clientes da bandeira são pequenas empresas, a novidade deverá ser útil para quem já está investindo em frotas movidas a eletricidade.

A expectativa é de que a demanda de ônibus, caminhões e comerciais leves cresça mais rápido do que os carros elétricos por causa de questões ambientais e de economia. Mas, por enquanto, a sua participação na frota atual ainda é de apenas 2,4%, como identificou pesquisa do Observatório de Veículos de Empresas (OVE), feita entre março e abril e que acaba de ser divulgada. O levantamento mostra ainda que 2,4% das empresas pretendem incluir em suas frotas os modelos elétricos entre este ano e 2020. Essa taxa de participação pode chegar a 15,7% a partir de 2021. Contudo, 79,5% das empresas nem sequer cogitam incluir essa alternativa em suas frotas.

A DHL e a Supply Chain, que atuam no setor de logística, já começaram a adotar os modelos elétricos em suas frotas. A cidade do Rio de Janeiro foi a primeira a colocar o carro nas ruas. Em julho, a empresa americana passou a fazer entregas também na Grande São Paulo e na região de Campinas (SP).

A realidade mapeada pela pesquisa do OVE e também pelos números da Anfavea pode mudar, mesmo que ainda de forma gradativa, depois que o governo assinou o programa Rota 2030, em julho. Isso porque a medida provisória assinada pelo presidente Michel Temer, que criou o novo regime automotivo brasileiro, reduziu o Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), de 25% para 7% a 20%, segundo a eficiência energética dos modelos híbridos e elétricos.

Havia expectativa de parte do setor no sentido de que a alíquota fosse zerada, a exemplo do que fizeram alguns países, numa forma de acelerar o crescimento da frota brasileira de veículos não poluentes. Gerente da Toyota, Anderson

Suzuki acredita que as vendas poderão ter uma reação com a queda do IPI para esses modelos. No entanto, ele destaca que só mesmo com aumento da escala de produção será possível ter no Brasil quantidade maior de modelos e mais opções de e preços.

Regras claras

Outra regulamentação que poderá estimular mais investimentos é o conjunto de normas da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), publicadas em junho, que tratam da recarga de veículos elétricos por interessados na prestação desse tipo de serviço, como distribuidoras, postos de combustíveis, shoppings e empreendedores. Até agora, não havia regra para a instalação dos postos de recarga, o que causava insegurança em quem pretendia investir.

A Aneel preferiu adotar regulamentação mínima, evitando interferir na atividade e nos processos tarifários dos consumidores de energia elétrica, quando o serviço for prestado por distribuidora. Na época do anúncio, o diretor da Aneel, Tiago Correia, comentou a decisão. “A agência está eliminando eventuais barreiras para o desenvolvimento desse mercado. A norma garante que o empreendedor invista nas instalações de recarga sem medo de surpresas regulatórias posteriores”.

- **Eles avançam**

3,2 milhões

É a extensão da frota mundial de carros elétricos, medida no começo deste ano

1,2 milhão

Número de veículos elétricos que circulavam na China no início de 2018

750 mil

É quanto os Estados Unidos detêm em carros elétricos em circulação

92.740

Frota alemã de veículos elétricos, contabilizada no ano passado

3 mil

É o tamanho da frota brasileira de veículos elétricos e híbridos

» Em São Paulo, a empresa Urbano oferece veículos elétricos no modelo de compartilhamento.

» Locadoras como a Localiza oferecem em suas frotas modelos híbridos para aluguel em várias cidades, como Belo Horizonte e São Paulo.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Negócios

Autor: Paula Pacheco

Título: Preço alto é maior barreira

A regulamentação feita pela Aneel serviu de combustível para os planos das distribuidoras de energia. A Enel, por exemplo, firmou parceria com a montadora BMW, e inaugurou no mês passado o maior corredor elétrico da América do Sul, segundo as duas empresas. Foram instalados seis postos de recarga ao longo de 430 quilômetros da Rodovia Presidente Dutra, entre São Paulo e Rio de Janeiro. O investimento foi de cerca de R\$ 1 milhão.

“A frota brasileira de veículos híbridos e elétricos ainda é pequena, mas acreditamos que os carros elétricos também vão ser o futuro no Brasil. Nesse projeto, buscamos desmistificar o que muito se ouve sobre esses veículos, que eles não podem fazer viagens longas por causa da falta de estrutura para o abastecimento”, explica Nuno Pinto, gestor de marketing da EDP Energia.

Durante seis meses, o abastecimento será gratuito. Depois desse prazo, as empresas vão avaliar se passarão a cobrar pelo combustível. Para o executivo da EDP, as frotas das empresas poderão representar um bom potencial para os negócios. Como exemplo, Nuno Pinto cita a Prefeitura de São José dos Campos, no interior paulista, que anunciou a troca de todos os veículos leves usados da Guarda Municipal por modelos elétricos. Serão, ao todo, 30 unidades.

Para o gestor da EDP, o estímulo maior veio com a portaria da Aneel sobre a instalação dos postos de recarga. Mas a multinacional portuguesa ainda estuda como vai entrar nesse mercado. Parcerias com o setor de construção civil, indústria, comércio e pessoa física poderão ser uma das formas de ingresso da companhia nessa área.

A distribuidora CPFL Energia também investiu nos postos de recarga. Hoje tem 10 eletropostos em duas rodovias, Anhanguera e Bandeirantes, no interior paulista, unindo Campinas e São Paulo. Além disso, a empresa tem 16 veículos elétricos em sua frota. Segundo Rafael Lazzaretti, diretor de estratégia e inovação da companhia, a aprovação do Rota 2030 poderá ajudar a diminuir a distância entre os mercados dos modelos com motores a combustão e os elétricos. Mas o preço desses veículos ainda é, na sua opinião, a principal barreira. “Hoje é uma opção que cresce em nichos, seja entre aqueles que gostam de tecnologia, seja os que se preocupam com a sustentabilidade”,

avalia.

Economia

Lazzaretti acredita que se o mercado brasileiro tiver modelos mais baratos e o consumidor começar a fazer mais contas sobre o investimento, a tendência é de mais carros elétricos nas ruas. Isso porque, segundo o executivo, o modelo elétrico gasta um terço do que é desembolsado para abastecer o modelo a combustão. Se o motorista de um carro flex gasta R\$ 300 por semana para encher o tanque, na versão elétrica o valor para rodar a mesma quilometragem cai para R\$ 100.

A preocupação de distribuidoras, como a CPFL Energia, vai além da instalação de pontos de recarga. O principal desafio é saber que as atuais redes têm condições para arcar com aumento da demanda por energia para abastecer esses veículos. “Até agora sabemos que a atual rede é suficiente para atender a demanda atual e pelos próximos 15 anos não há risco ou um possível impacto no setor elétrico”, garante o diretor da CPFL.

Outra distribuidora que está investindo no setor é a Copel, do Paraná. Julio Omori, superintendente de smartgrid e projetos especiais, concorda que o mercado ainda é incipiente. Ainda assim, a empresa investiu em um corredor elétrico, assim como a EDP e a CPFL, entre Curitiba e Foz do Iguaçu. Além disso, a companhia tem conversado com algumas montadoras, como BMW e Chevrolet, na tentativa de buscar parcerias.

“Ao mesmo tempo que olhamos como esse mercado vem se comportando, avaliamos como será quando ele for maior; por exemplo, quando forem centenas de eletropontos usados ao mesmo tempo, com carga simultânea, e será preciso substituir transformadores em rede”, explica.

Para Omori, ainda falta algum tipo de estímulo para nacionalizar a tecnologia empregada na cadeia dos carros elétricos. Os carregadores, por exemplo, são importados. “Será preciso pensar esse tipo de questão dentro de uma política pública. O governo precisa pensar em um plano para o futuro”, sugere.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Fabio Graner | De Brasília

Título: Decreto prevê nova fórmula de cálculo para fixar preço do diesel

O decreto que trata do programa de subvenção do preço do óleo diesel até o fim do ano, publicado anteontem, define uma mudança na sistemática de

apuração do preço de comercialização, o valor fixo definido pelo governo, que valerá a partir de setembro. A ideia é garantir uma neutralidade no mercado, uma vez que os importadores vinham reclamando de problemas na sistemática vigente. A nova fórmula será apresentada pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) e ficará em consulta pública nas próximas semanas.

Na fase inicial do programa, que durou 60 dias, esse preço tinha sido referenciado em contas inicialmente feitas pela Petrobras. Para este mês, esse valor foi atualizado a partir das variações de preços de petróleo e câmbio, além do chamado resíduo de custos, dado pelos dias em que os preços de mercado (ou preços de referência diária) ficaram mais de R\$ 0,30 acima do preço fixo. Nos últimos dois meses, em cerca de cinco dias os preços ficaram mais altos que o valor fixo somado à subvenção.

A conta que o governo fez para definir o preço de comercialização deste mês apontou, segundo fonte do governo, um valor de R\$ 0,03 menor do que os R\$ 2,03 vigentes no período de dois meses anteriores. Mas a área econômica optou por manter o mesmo nível para dar mais estabilidade ao mercado e garantir também uma menor oscilação no valor que vigorará em setembro a partir da nova fórmula.

O novo critério de cálculo do valor de comercialização que será feito pela ANP considerará uma fórmula complexa de "paridade internacional" de preços sobre o qual, no dia 31 de agosto, serão somados os custos residuais de preços e também de impostos (há uma incidência de PIS/Cofins sobre a subvenção paga que será incorporada nessa conta) e deduzido o valor de R\$ 0,30 da subvenção. O novo valor terá vigência para os 30 dias seguintes.

A regra de avaliação diária dos preços continuará para cálculo do valor de subvenção a ser pago às empresas. Ou seja, em dias que o preço de mercado (ou referência) ficarem menos de R\$ 0,30 acima do valor de comercialização, a conta de subsídio é menor para o governo. Nos dias em que ficar mais do que isso acima, o valor irá para uma contabilidade à parte (conta gráfica) e será considerado como resíduo para cálculo do preço fixo a vigor no mês seguinte.

O governo fez contas e chegou a um grau de confiança de 95% de que o orçamento de R\$ 9,5 bilhões será suficiente para arcar com o programa de subvenção até o fim do ano. Não há espaço fiscal para gastar mais que isso e há chances de essa conta ser menor caso os preços de mercado fiquem sistematicamente mais baixos. "Há uma excelente chance de executar o programa sem que o dinheiro acabe antes", disse uma fonte, lembrando que o gasto depende também dos volumes a serem comercializados pelas empresas.

O decreto também deu um prazo maior (de 9 para 15 dias úteis) para a ANP analisar as notas fiscais e autorizar o pagamento da subvenção às empresas habilitadas. Além disso, colocou uma cláusula de responsabilização das empresas pelas informações prestadas para a agência, de forma a "otimizar" os processos, permitindo maior celeridade na liberação dos pagamentos, que estão em atraso. Outro ajuste do decreto define um cálculo extra em dezembro para a subvenção na segunda quinzena daquele mês.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rodrigo Polito | Do Rio

Título: Produção de petróleo e gás na região do pré-sal tem queda de 4,2% em junho

A produção de petróleo e gás natural na área do polígono do pré-sal caiu 4,2% em junho, na comparação com o mês anterior, totalizando 1,766 milhão de barris de óleo equivalente por dia (boe/d). De acordo com dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) divulgados ontem, a produção de óleo e gás na região respondeu por 53,2% do total produzido no Brasil em junho.

"O principal motivo da queda foi a parada para manutenção da FPSO [plataforma marítima de produção e armazenamento de petróleo e gás] Cidade de Paraty, localizado no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos", informou a autarquia, em boletim sobre a produção de óleo e gás natural em junho.

De acordo com o documento, a produção especificamente de petróleo na área do pré-sal somou 1,405 milhão de barris diários em junho, com queda de 3,96% ante maio.

Na mesma comparação, a produção de gás natural na região recuou 5%, totalizando 57 milhões de metros cúbicos diários. Segundo a ANP, a produção total de óleo e gás natural no Brasil em junho alcançou 3,313 milhões de boe/d. O volume é 0,6% superior ao observado em maio.

O crescimento foi motivado pelo aumento da produção de gás natural, de 2,7%, na mesma comparação, totalizando 115 milhões de metros cúbicos diários. Em relação a junho de 2017, a produção de gás natural aumento 3,4%.

Conforme informado ontem pelo **Valor PRO**, serviço de informações em tempo real do **Valor**, a produção de petróleo no Brasil recuou 0,7% em junho, em relação a maio, para 2,59 milhões de barris diários. Na comparação com junho do ano passado, a queda da produção foi de 3,2%. No primeiro semestre, a

produção de petróleo acumulou queda de 1,2%, ante igual período de 2017, totalizando 2,596 milhões de barris diários.

Com relação à Bacia de Santos, maior produtora de hidrocarbonetos do país, a produção de óleo e gás em junho (1,269 milhão de boe/d) recuou 2,34%, em relação a maio. Nas mesma comparação, a produção na Bacia de Campos, segunda maior, cresceu 1,25%, somando 1,172 milhão de boe/d.

De acordo com a ANP, o volume de queima de gás natural nas plataformas petrolíferas em junho totalizou 4,2 milhões de metros cúbicos diários, com alta de 0,7% ante maio. Em relação a junho do ano passado, a queima diminuiu 7,9%.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: André Ramalho | Do Rio

Título: PPSA muda regra de leilão e pode obter R\$ 3 bi

A Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA) mudou as regras do leilão que venderá a parcela da produção do pré-sal ao qual a União tem direito nos contratos de partilha. O presidente da estatal, Ibsen Flores, disse que a companhia aumentou o tempo dos contratos e elevou os volumes ofertados para tornar a licitação mais atrativa, após um primeiro leilão malsucedido em maio. A estimativa é que, se todos os lotes forem negociados sem ágio (ou deságio), a concorrência possa render arrecadação potencial de cerca de R\$ 3 bilhões.

Marcado para 31 de agosto, na B3, em São Paulo, o leilão ofertará 14,4 milhões de barris, em três lotes diferentes, relativos à produção dos campos de Mero (parte noroeste de Libra), Sapinhoá e Lula, todos na Bacia de Santos. Os contratos terão prazo de 36 meses. Inicialmente, a estatal ofertaria 3 milhões de barris em contratos de 12 meses.

A PPSA esclarece que a estimativa de arrecadação se trata apenas de um "exercício de cenário" e que os valores efetivamente levantados dependerão dos ágios (ou deságios) e dos prazos dos contratos a serem firmados. A conta leva em consideração o preço de referência do petróleo mais recente, de junho. O valor, fixado pela Agência Nacional de Petróleo (ANP), funciona como critério para definir o vencedor do leilão - no caso, a empresa que oferece o maior ágio sobre o preço de referência.

Caso algum lote não seja comercializado, ele será oferecido novamente em uma segunda rodada, mas dessa vez num contrato de 12 meses. Se ainda assim algum lote não for arrematado, o edital prevê a possibilidade de uma nova

oferta com deságio. Nesse caso, a opção será válida apenas para os contratos de 12 meses, com volumes menores.

"A estimativa é arrecadar cerca de R\$ 700 milhões caso sejam vendidos todos os contratos no modelo de um ano com base no PRP [preço de referência] ou R\$ 3 bilhões caso sejam vendidos todos os contratos no modelo de 36 meses. E é claro que há a possibilidade de vender alguns em 12 [meses] e outros em 36, pois os lotes são vendidos individualmente", esclareceu a PPSA.

Segundo Flores, o aumento dos prazos dos contratos era um pedido das companhias.

"Sentimos que há um interesse das empresas. Acreditamos que as mudanças dão mais economicidade", disse ele. "Com prazos contratuais maiores, os potenciais interessados têm condição de negociar melhores preços na contratação dos navios de posicionamento dinâmico [embarcações capazes de fazer a retirada do petróleo da plataforma para a costa]."

Para o executivo, a dificuldade das empresas em contratar esses navios foi justamente um dos fatores que explicaram a falta de concorrência no primeiro leilão. Na ocasião, a Shell foi a única companhia a se inscrever, mas não efetivou ofertas.

O executivo explicou que a PPSA também está se capacitando para se tornar uma exportadora de petróleo, até meados do ano que vem. Ele acredita que a medida permitirá à empresa atingir novos mercados, assim, obter melhores preços pelo petróleo da União.

"A PPSA pode por lei fazer leilões nacionais ou internacionais para venda do petróleo da União, mas para ser uma licitação internacional plena, precisamos da licença de exportação", disse.

Ele explica que, hoje, uma empresa estrangeira precisa ter CNPJ no Brasil ou se associar a uma companhia instalada no país para participar do leilão. Ao obter a licença de exportação, a ideia da PPSA é contratar por conta própria navios aliviadores e, assim, conseguir vender diretamente para clientes no exterior.

Este ano, antes mesmo de regulamentada a venda por leilão, a PPSA vendeu três cargas de petróleo, num total de 1,250 milhão de barris, diretamente à Petrobras.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção:** Opinião**Autor:** Edvaldo Santana**Título:** Colapso e explosão tarifária

O setor elétrico brasileiro é singular. Possui uma capacidade instalada de geração de 160 GW, dos quais 101 GW, ou cerca de 64%, são de hidrelétricas. As termelétricas convencionais respondem por pouco menos de 44 GW (28%), com uma característica bem interessante: 63% disso veem de fontes razoavelmente limpas, como biomassa (15 GW) e gás natural (12,5 GW). Uma boa notícia. Uma notícia melhor ainda é que a potência instalada das eólicas, em março de 2018, já teria se igualado à de gás natural. Ao mesmo tempo, a energia solar já teria ultrapassado 1,5 GW. Poucos países possuem números parecidos.

Como fica a produtividade de tudo isso? Desastrosa. Em julho de 2018 o consumo de energia foi de menos de 64 GW médios, denotando que apenas 40% da capacidade instalada teria sido utilizada. Mesmo se for adotada como parâmetro a demanda máxima, cujo recorde é de 82 GW em alguns minutos de fevereiro deste ano, o índice de utilização da potência total é de apenas 50%. Não sei se algum país tem tamanha improdutividade. Acho que não.

Quando se toma um universo menor, no caso, as hidrelétricas, com seus 101 GW, os resultados beiram à tragédia. Em junho de 2018 elas conseguiram produzir 38 GW médios, o que representa uma produtividade de 38%, quando o normal seria algo entre 63% e 75%. Este cenário explica o elevado risco hidrológico e seus respectivos custos, apresentados com precisão em matéria do **Valor** de 1º de agosto.

Como a carga, mesmo em período de economia sem crescimento, é de 64 GW, a energia armazenada, quando os reservatórios estão totalmente cheios, é suficiente para apenas 4,5 meses. Em junho de 2018, em pleno período seco, os reservatórios estavam com parques 30% de sua capacidade. Teríamos, então, energia hidrelétrica armazenada para pouco mais de 1 mês.

O custo disso, claro, é explosivo - R\$ 39 bilhões em 2018, segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Como as distribuidoras receberam muito menos que isso em suas tarifas, há sim um potencial nada desprezível para a generalização da inadimplência, como reverberou o presidente da associação das distribuidoras em matéria aqui no **Valor**. A alternativa a este quadro é, novamente, uma revisão extraordinária das tarifas, aumentando-a em, no mínimo, 11%. Seria um dano irreparável para quem já tem uma das maiores tarifas do mundo.

Mesmo com este cenário quase catastrófico, entendeu-se como prudente autorizar a paralisação da plataforma de Mexilhão, o que aumentará absurdamente os custos da segurança energética, dado o acionamento de fontes de geração muito mais caras do que o gás natural, apesar da cuidadosa e dispendiosa logística montada pela Petrobras. A justificativa é de que no inverno usa-se menos o ar condicionado, o que reduz a carga. Esqueceram que a escassez de água no período é proporcionalmente muito maior, o que caracteriza o período como "seco" e com necessidade de mais termelétricas. Em uma metáfora que aprendi com um velho professor, parece que, no setor elétrico, escassez e abundância se confundem, ou há uma profusão de imprudências.

Em meio a tantos desencontros, tivemos a notícia de que o governo pretende fazer um leilão para contratar termelétricas a gás natural, até onde se sabe para resolver graves problemas para o atendimento da carga no Nordeste. Aqui vem uma curiosidade: a capacidade de geração no Nordeste é mais do que o dobro do consumo total, mas ainda assim há sérias restrições para atendimento da demanda em algumas horas do dia, sobretudo quando as eólicas param de produzir por falta de vento.

Consumidores terão um reajuste de mais de 7% para tornar viável a privatização de seis distribuidoras

Parece razoável a solução proposta, mas é inadequada a forma de contratação, como reserva, e o problema só será empurrado para a frente. Seria mais um paliativo de elevado custo ou um analgésico que esconderia a verdadeira doença. Por que o Nordeste, mesmo com superávit de capacidade instalada, não consegue atender à demanda?

São várias as razões, mas fico com duas: é enganoso o superávit, uma vez que ele não pode ser transformado em energia na sua completude. Por exemplo: o rio São Francisco tem hoje instalados quase 10 GW, mas há um bom tempo é de conhecimento que por lá a prioridade deixou de ser gerar energia elétrica. Suas vazões veem sendo frequentemente reduzidas, o que impede as usinas de gerarem suas garantias físicas. É assim desde 2013. Há também termelétricas que não produzem por falta de gás natural, cuja explicação é a real defasagem no preço do combustível, e outras são extremamente caras, o que inviabiliza o uso como energia de base.

Assim, um leilão agora, sem resolver essas pendências, e tantas outras que não falei aqui, é mais um castigo para os consumidores, que, de um lado, continuariam a pagar por energia que não existe e, de outro, sob a forma de encargo ou não, pagariam para substituí-la. Não sei como qualificar esse tipo de "operação" - a substituição do inexistente.

Chego ao último disparate, bem recente. Poucos sabem, mas os consumidores de todo o Brasil sofrerão um reajuste de mais de 7% em suas contas de luz apenas para viabilizar a privatização de seis distribuidoras da Eletrobras. Esses 7% correspondem a cerca de R\$ 10 bilhões, e ainda não estão incluídos os R\$ 4,6 bilhões pagos até agora para que essas empresas sobrevivam até aqui.

Em uma troca de correspondência entre o **Ministério de Minas e Energia** e a Eletrobras, descobre-se que esta contabiliza em 5,8 bilhões os gastos já efetuados com essas distribuidoras, aos quais devem ser adicionados R\$ 5 bilhões até o final do ano. A holding pede "neutralidade" para tais gastos, na prática um eufemismo para repassá-los às tarifas. Um risco enorme para os consumidores.

Vejam que detalhe interessante: os gastos dos consumidores de todo o Brasil totalizarão R\$ 26 bilhões (ou quase 20% de acréscimo das tarifas). Porém, as seis distribuidoras, somadas, significam pouco mais de 4% do mercado total de energia, o que mostra os nefastos efeitos da ingerência política nas estatais, que agora querem repassar compulsoriamente para as tarifas.

É crítica a situação e os cenários preocupam. São evidentes as perspectivas de colapso financeiro no elo entre os custos do risco hidrológico e as distribuidoras. E não devem ser desdenhadas as chances de mais aumentos nas tarifas, que chegariam ao insuportável. Esse binômio (colapso financeiro e explosão tarifária) deixa muito incerta a retomada dos investimentos por parte da indústria e cria um ciclo perverso de pessimismo generalizado, que pode apontar para um movimento caótico.

Edvaldo Santana é doutor em Engenharia de Produção, ex-diretor da Aneel e atual presidente-executivo da Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace).

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Daniela Chiaretti | De São Paulo

Título: Ribeirinhos trocam diesel pela energia do Sol

Comunidades ribeirinhas que vivem em uma reserva extrativista na Amazônia do tamanho do Estado de Sergipe estão trocando energia gerada a diesel, cara e poluente, pela do Sol, mais barata, limpa e disponível.

A iniciativa ocorre no norte do Pará e acende a luz de 2.250 famílias espalhadas na reserva Verde para Sempre, no município de Porto de Moz. São pessoas que

vivem do extrativismo, da pesca e da agricultura de subsistência e moram em palafitas de madeira.

O projeto é uma iniciativa do **Ministério de Minas e Energia (MME)** com recursos do Programa Luz para Todos, em conjunto com o Instituto Chico Mendes para a Biodiversidade (ICMBio) e os ministérios da Saúde e da Educação.

"Desconhecemos outro projeto deste tamanho na Amazônia", diz Domingos Romeu Andreatta, secretário-adjunto de energia elétrica da MME. Os empreendedores dizem que a construção e instalação de sistemas solares é "a maior em escala, potência instalada e quantidade de pessoas beneficiadas" do país.

Iniciado em outubro de 2017, o projeto tem investimento contratado de R\$ 56 milhões e instalou sistemas de energia solar de 45 kWh ao mês em 2.151 casas, 64 igrejas e 35 salões.

"Isso significa que as famílias podem, agora, acender a luz, carregar o celular, assistir televisão, ter geladeira", diz Surya Mendonça, CEO da Órigo Energia, a empresa contratada pela distribuidora paraense Celpa para construir e instalar os sistemas solares.

Foram instalados sistemas de 90 kWh/mês em 66 escolas básicas. Outros de 180 kWh/mês fornecem energia a 14 escolas polo e quatro postos de saúde. Os ribeirinhos estavam espalhados em uma área de 1,3 milhão de hectares da reserva.

Foi um desafio de logística para os técnicos da Órigo Energia levar os pesados painéis solares pelos rios paraenses e navegar em uma área gigante, de 23 milhões de hectares no total.

A aventura começava ao carregar os pesados painéis solares nos barcos e levar dois dias para chegar a Porto de Moz. Outra experiência inusitada foi descarregá-los em lugares sem porto. Havia o perigo constante de os rios amazônicos estarem na mira de assaltantes. "Tivemos sorte e não nos aconteceu nada", conta o executivo.

Mendonça lembra os desafios de levar os painéis solares que chegavam em Belém vindos da China. São equipamentos pesados. "O telhado das casas poderia não aguentá-los, então construímos estruturas suspensas, acompanhando as palafitas, porque a água dos rios sobe muito quando vem a estação chuvosa", conta.

Ribeirinhos costumam viver isolados na Amazônia, as comunidades são pequenas e espalhadas por áreas gigantescas. A geração de energia é por diesel.

"Meu pai chegou aqui em 1916, eu nasci em 1957. Tenho 36 netos e cinco bisnetos", conta Guilherme Faria de Oliveira, em vídeo produzido pela Órigo Energia. "Gastava R\$ 400,00 por mês com combustível, e tudo era puxado pelo motor", diz, referindo-se ao gerador a diesel. "Ligávamos o gerador todos os dias às 18h e seguia até a uma da madrugada", conta o ribeirinho.

A Órigo foi fundada em 2010 com o nome Empresa Brasileira de Energia Solar por quatro engenheiros. Depois foi vendida e passou a ser controlada por dois fundos de private equity, o americano TPG (antigo Texas Pacific Group) e pelo brasileiro MOV. Passou a chamar-se Órigo em 2017.

A Órigo atua no pulverizado mercado brasileiro da energia solar distribuída. A empresa opera em outro modelo de negócio, o das fazendas solares, que podem chegar a gerar até 5 MW.

Este novo segmento é moldado para pequenos estabelecimentos como restaurantes, bares, academias de ginástica, postos de gasolina. Eles pagam uma mensalidade para a fazenda solar e recebem créditos em sua conta de luz. "O cliente não faz nenhum investimento e economiza até 10% na sua conta", explica Mendonça.

A Órigo tem uma fazenda solar em operação em Minas desde outubro e mais três entrando em operação. A sede da empresa fica em Campinas (SP). Tem 115 funcionários e faturamento de R\$ 50 milhões em 2017.

"Esta solução servirá de modelo para atender áreas onde não for possível a extensão de redes de energia por motivos técnicos ou questões ambientais", diz nota da assessoria de comunicação do **Ministério de Minas e Energia**.

Além da Resex Verde para Sempre, já está em andamento, no MME, um novo projeto para o atendimento de 1.361 casas de ribeirinhos nas proximidades da hidrelétrica de Tucuruí. Há um terceiro projeto em análise no Ministério, na região próxima à usina de Belomonte e um quarto, no Amazonas, para prover de energia solar 2.484 domicílios.

"Hoje este é o modelo mais adequado para providenciar energia a comunidades isoladas", diz Andreatta, do MME.

O Programa Luz para Todos alcançou 3,4 milhões de domicílios desde o início, em 2005, no Brasil.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Empresas****Autor: Marcos de Moura e Souza | De Belo Horizonte****Título: Cemig desagrada fundo de pensão ao devolver sede**

A empresa de energia elétrica de Minas Gerais, a Cemig, vai deixar dentro de alguns meses sua nova sede em Belo Horizonte. A decisão pegou de surpresa o fundo de previdência dos funcionários da empresa, o Forluz, que é o proprietário do imóvel, um edifício moderno de 24 andares numa zona nobre da cidade. A Cemig paga aluguel para ocupar 21 andares. O presidente do Forluz diz que a empresa poderá ser multada já que sua saída não estava prevista.

A sede da Cemig voltará a ser um edifício mais antigo, que passa por reparos e no qual a empresa também é inquilina. O local fica em frente à sede atual, no bairro Santo Agostinho. Os dois prédios pertencem ao Forluz.

"Vamos voltar", disse ao **Valor** o presidente da Cemig, Bernardo Salomão, em entrevista concedida em uma das salas do novo prédio. "Nós estamos aqui provisoriamente porque os Bombeiros exigiram que se fizesse um retrofit por questões de segurança [na antiga sede]. Vamos voltar. Lá cabe toda a Cemig", afirmou ele.

A nova sede começou a ser ocupada em 2016, mas a direção se mudou só em abril deste ano. O retorno tem data marcada. "Está previsto para final deste ano, início de 2019", afirmou Salomão.

O presidente do Forluz, José Ribeiro Pena Neto, disse à reportagem que a saída da Cemig do prédio novo é algo que não estava programado. "Esse contrato vai até 2020 nas condições atuais e depois disso está prevista uma renegociação dos preços", disse Neto. "Formalmente, o Forluz não foi comunicada de qualquer intenção da empresa de sair, mas qualquer saída dela [antes] tem penalidade prevista no contrato", acrescentou ele, sem divulgar o valor.

Neto afirma que o novo edifício - cujas obras foram entregues em 2014 - foi construído a pedido da Cemig e que a empresa documentou seu compromisso de ocupação do local.

A questão é que quando o edifício foi projetado, em 2008, a Cemig tinha muito mais funcionários do que hoje. A ideia defendida então era que seriam necessários dois prédios para abrigar quem trabalha em Belo Horizonte. Em 2008, a empresa tinha um total de 10,4 mil empregados; em 2017, eram 5.864.

Bernardo Salomão disse que os funcionários que trabalham em Belo Horizonte ficarão na antiga sede ou nas instalações da empresa na vizinha Contagem.

Para o Forluz, a Cemig não pode pensar só na economia. A empresa, na avaliação de Pena Neto, tem que considerar o impacto na saúde do plano de previdência dos funcionários. "Esses alugueis compõem uma cesta de investimento cujos retornos são usados para pagar parte dos benefícios."

A direção da Cemig diz que os tempos mudaram e tem adotado uma política de redução de custos com pessoal e operacional, o que inclui gastos com alugueis. Afirma que diminuiu o volume de dividendos distribuídos e que a possibilidade de devolução do prédio faz parte da necessidade de contenção de custos.

O fundo, segundo Neto, investiu R\$ 300 milhões no novo prédio, que tem 50.000 metros quadrados e que hoje está avaliado, segundo ele, em R\$ 500 milhões. "Nós sempre questionamos por que dois prédios", disse o coordenador geral do sindicato dos eletricitários, Sindieletro, Jefferson Silva. "Agora a gente tem muito receio sobre o que pode acontecer com o Forluz."

O Forluz administra a aposentadoria complementar de 22 mil empregados e aposentados da Cemig. Desse grupo, cerca de 7 mil estão trabalhando. O total de ativos é de aproximadamente de R\$ 16 bilhões e grande parte dos investimentos é em renda fixa, principalmente em papéis do Tesouro Nacional. Imóveis representam uma pequena parcela do seu patrimônio e os maiores são os dois alugados para a Cemig.

Neto não fala ainda em novos inquilinos, mas funcionários da Cemig dizem que há algum tempo duas estatais federais e uma multinacional americana mostraram interesse pelo imóvel.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho | Do Rio

Título: BR prevê mercado mais favorável neste semestre

Após fechar o primeiro semestre com margens e vendas menores em sua rede de postos e com uma perda de R\$ 200 milhões com a greve dos caminhoneiros, por causa da depreciação dos estoques de diesel, a BR Distribuidora acredita na recuperação do varejo no segundo semestre. A companhia, porém, vê um cenário desafiador, sobretudo no mercado de diesel.

O diretor da rede de postos da BR, Marcelo Bragança, destaca que a empresa vem trabalhando quase sem nenhuma flexibilidade comercial nos preços do

diesel, em função do programa de subsídios anunciado pelo governo. Segundo ele, não há espaço, hoje, para ajustes comerciais. "No segundo semestre, de fato, no mercado de diesel, vamos continuar desafiados", disse Bragança, durante teleconferência ontem com analistas.

A BR registrou queda de 3% nas vendas nos postos no segundo trimestre e de 2,1% no primeiro semestre, ante igual período do ano passado. A margem Ebitda (lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização) recuou 9,9% no trimestre passado e 3,5% no semestre em sua rede.

Segundo Bragança, a maior participação do etanol hidratado no mix de vendas - em detrimento da gasolina - tem afetado a margem da companhia e torna o cenário desafiador quanto à rentabilidade. Ele vê, contudo, sinais de melhora no mercado.

"O ambiente competitivo continua bastante acirrado, essa foi a tônica do primeiro semestre, mas vemos, sim, algumas melhoras. Vemos o mercado mais favorável tanto para embandeiramento quanto para captura de rentabilidade, com precificação melhor nos postos", afirmou o executivo.

No primeiro semestre, a BR ampliou sua rede em 243 postos (líquidos), frente a igual período do ano passado. Ainda no segmento de postos, a Bragança disse que a companhia pretende definir ainda este ano a modelagem do programa de parcerias na área de lojas de conveniência.

"Estamos em fase final de contratação do assessor financeiro. A expectativa é que neste ano o assunto tenha condição de ser deliberado no conselho de administração", disse o executivo.

Apesar da queda da margem nos postos, a BR registrou, em seu negócio como um todo, uma margem Ebitda ajustada de R\$ 50 por metro cúbico no segundo trimestre, o que representa um aumento em relação à margem de R\$ 46 por m3, apurada em igual período do ano passado.

A companhia também fechou o segundo trimestre com um lucro líquido de R\$ 263 milhões, ou seja, 3,75 vezes maior que aquele verificado entre abril e junho de 2017. O balanço foi fortemente influenciado pelas margens e pelos resultados financeiros - beneficiados pelo recebimento de R\$ 304 milhões relativos às duas primeiras parcelas dos contratos de confissão de dívida assinados em abril com distribuidoras da Eletrobras.

O presidente da BR, Ivan de Sá Pereira Júnior, disse ontem, ainda, que o comando da distribuidora avalia a possibilidade de antecipar o pagamento de dividendos previsto para setembro. A companhia prevê distribuir R\$ 433 milhões aos acionistas até 30 de setembro.

"Temos um nível de alavancagem bem baixo. Temos um compromisso de pagamento de dividendos em setembro e estamos avaliando antecipar isso". Nossa posição de caixa nos permite avaliar antecipação dos pagamentos", afirmou em julho, a companhia já havia distribuído R\$ 682 milhões em juros sobre capital próprio, referentes ao exercício de 2017.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Marcos de Moura e Souza | De Belo Horizonte

Título: Anglo American vai trocar 4 km de tubos no Minas-Rio

A mineradora Anglo American planeja substituir cerca de quatro quilômetros de tubos do mineroduto que faz parte de ser maior empreendimento no Brasil, o Minas-Rio. A troca pretendida pela companhia será feita na região do município mineiro de Santo Antônio do Gramma, onde em março, o mineroduto se rompeu por duas vezes espalhando toneladas de uma mistura de minério de ferro e água pela terra e por um ribeirão que abastecia a cidade.

A companhia informou ontem que se trata de uma "troca preventiva" de tubos. Para isso, solicitou e aguarda licenças do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama).

Ao **Valor**, Régis Fontana Pinto, coordenador de Licenciamento de Mineração e Pesquisa Sísmica Terrestre do Ibama, afirmou que os tubos que a Anglo quer retirar foram adquiridos de um fornecedor da China. Pinto é um dos técnicos que acompanham de perto o processo da Anglo.

Segundo ele, os tubos que estouraram em março seriam desse mesmo fornecedor chinês. "Os tubos que eles querem substituir são do mesmo lote fornecido pela mesma empresa chinesa", disse ele. "Eles já comentaram isso com a gente, mas não em um documento oficial". Detalhes sobre fornecedores não são informações exigidas em processos de licenciamento como esses, disse. Pinto afirmou não saber o nome do fornecedor em questão, mas que, ao todo, a empresa pretende trocar 330 tubos.

Desde os vazamentos - nos dias 12 e 29 de março -, a empresa tem se recusado a dar informações sobre quem forneceu os tubos que se romperam ou seu país de origem e ontem não quis comentar as declarações do técnico do Ibama. Mas desde o início, funcionários e moradores de Santo Antônio do Gramma levantam suspeitas que os tubos que apresentaram problemas e se romperam vieram da China. O mineroduto foi construído com tubos de fornecedores de diferentes países.

O Minas-Rio, empreendimento de minério de ferro da Anglo, teve suas atividades interrompidas logo depois do segundo vazamento.

O Ibama determinou à época que as atividades fossem retomadas somente após realizações de exames que atestassem a integridade de todo o mineroduto. Em fins de maio, a empresa deu início a uma série de testes de integridade no mineroduto, que tem ao todo 529 quilômetros. Os equipamentos usados são os PIGs, sigla em inglês para ferramenta de investigação de dutos, que percorrem o interior da tubulação como um ultrassom e captam indícios de danos ou corrosão.

"Antes da passagem dos PIGs, a empresa abriu alguns pontos específicos para fazer vistoria física e concentrou esse trabalho nos tubos que vieram desse fornecedor da China", disse Régis Pinto.

Em junho, a mineradora anunciou que havia concluído a limpeza do ribeirão e das áreas atingidas e encaminhou ao Ibama pedido de licença para fazer a substituição de 330 tubos - que são parte de um lote de 353 do fornecedor asiático, segundo o técnico.

A decisão de substituir os tubos foi tomada pela Anglo e não foi requisitada pelo Ibama. A autorização ainda está sendo avaliada pelos técnicos do órgão.

Uma vez expedidas, a troca dos tubos -- que ficam enterrados a pouca profundidade -- é um trabalho relativamente simples.

A Anglo diz que as causas dos vazamentos ainda não foram identificadas. Ela contratou equipes de especialistas do Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), de São Paulo e da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG).

Ontem, Jonatas Trindade assessor técnico da diretoria de Licenciamento Ambiental do Ibama disse à reportagem que as primeiras informações prestadas pela empresa deram conta que houve um problema na solda longitudinal dos tubos vazaram. Os tubos são placas de aço vergadas e soldadas pelos fornecedores.

Os primeiros embarques de minério do Minas-Rio foram feitos em outubro de 2014. Após os vazamentos deste ano, a direção mundial da empresa anunciou que prevê que as operações do empreendimento deverão ocorrer somente no quarto trimestre.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Empresas****Autor: De São Paulo****Título: Ação de Ultrapar sobe 7% após balanço do 2º tri**

Os resultados do grupo Ultra no segundo trimestre foram fracos, na avaliação de analistas, mas vieram acima do esperado e deram suporte para as ações da Ultrapar, que lideraram as altas do Ibovespa. Ao longo do dia, enquanto a direção da empresa comentava o balanço, o papel chegou a marcar alta de 10,5%, mas perdeu força e encerrou a sessão com ganho de 7,56%, a R\$ 42,70.

A maior preocupação dos analistas está nas margens da holding, que vêm se deteriorando sobretudo por causa da operação de distribuição de combustíveis, a Ipiranga. Isoladamente, escreveram analistas do Credit Suisse, os números do trimestre não preocupam, também porque trouxeram os efeitos negativos não recorrentes da greve dos caminhoneiros. Mas, no longo prazo, persiste a incerteza quanto a esses indicadores.

A paralisação teve impacto negativo estimado de R\$ 213 milhões no resultado antes de juros, impostos, depreciação e amortização (Ebitda), dos quais R\$ 187 milhões na Ipiranga. Desse valor, R\$ 40 milhões são relativos a perda em volume de vendas e gastos extra com logística e segurança e R\$ 147 milhões em estoques, por causa da redução do preço do diesel. Outros R\$ 24 milhões, também de estoque, pesarão no terceiro trimestre.

Diante disso, o Ebitda ajustado ficou em R\$ 718, 1 milhões, queda de 6% na comparação anual - mas melhor do que os R\$ 687 milhões esperados na média por Santander, Morgan Stanley, Credit Suisse e Itaú BBA. De acordo com o diretor Financeiro e de Relações com Investidores da companhia, André Pires, descontados os efeitos da greve, o resultado teria chegado a R\$ 907 milhões, com alta de 18%.

Sem entrar no detalhe da estratégia que colocou em curso, a direção da Ultrapar informou que tem adotado uma série de iniciativas para fortalecimento dos negócios, com destaque para a Ipiranga. "Estamos confiantes de que estamos tomando as medidas necessárias para retomar o nível de crescimento", disse Pires.

Na Ipiranga, o foco é melhorar o retorno sobre o capital empregado, a partir de ajustes na base de custos e despesas, redução do capital de giro e maior seletividade dos investimentos. "O capex é um tema que está no topo da lista das prioridades. De fato, fizemos uma revisão na estratégia de capex, mais adequado à realidade de mercado e temos priorizado outras formas de

embadeiramento e novos negócios, com foco na melhor utilização do balanço", afirmou.

Diante disso, a tendência histórica de aceleração dos investimentos na Ipiranga no segundo semestre não deve se repetir neste ano. "Haverá um desembolso mais homogêneo de capex", afirmou o executivo. Uma possibilidade, em linha a estratégia, poderia ser o maior número de embandeiramento de postos, que tragam bons retornos. Em 2018, a rede deve inaugurar entre 200 e 300 postos.

Segundo o executivo, o ambiente competitivo segue pressionando a distribuição de combustíveis e o cenário é desafiador, à medida que ainda há efeitos da greve dos caminhoneiros e a recuperação da economia é lenta. "Isso diminuiu a visibilidade de desempenho futuro, então não esperamos uma evolução significativa dos resultados no curto prazo", destacou Pires. O balanço da Ultrapar consolida resultados de empresas na área de distribuição de combustíveis e gás liquefeito de petróleo (Ipiranga e Ultragaz), varejo farmacêutico (Extrafarma), especialidades químicas (Oxiten) e armazenagem de grãos líquidos (Ultracargo). **(Stella Fontes, com Paula Selmi).**

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Finanças

Autor:

Título: Destaques

Papel com garantia do BID

O Complexo Eólico Santa Victória do Palmar Energias Renováveis, que tem como acionista a Atlantic Energia Renováveis, fez a primeira emissão de debênture que contou com a garantia do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Segundo o diretor da Atlantic, Erik Jenichen, a emissão somou R\$ 105 milhões e teve uma demanda de cinco vezes o valor da oferta. Os papéis foram colocados na taxa piso e pagarão uma remuneração equivalente à variação do IPCA mais uma taxa de 5,9548%, com vencimento para 2031. **(Silvia Rosa)**

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Finanças

Autor: Juliana Machado e Victor Aguiar | De São Paulo

Título: Avanço da Petrobras impulsiona Ibovespa

Em mais um pregão marcado pela lentidão dos negócios, o movimento positivo das ações da Petrobras foi o que garantiu o pregão positivo da bolsa. O Ibovespa subiu ontem 0,42%, aos 79.637 pontos, com giro de R\$ 7,2 bilhões.

A ação ordinária da Petrobras teve alta de 1,68% e a preferencial ganhou 2%, em linha com o petróleo e com o aumento da demanda antes do balanço do segundo trimestre. O movimento ajudou a garantir o fechamento positivo da bolsa em dia de queda da Vale (de 0,41%) e de alguns bancos.

Analistas esperam por um balanço robusto da Petrobras, com lucro de R\$ 6,5 bilhões. A perspectiva renova apostas em relação aos dividendos da companhia, que voltaram a ser distribuídos no primeiro trimestre depois de quatro anos sem pagamento de proventos aos acionistas.

"Ainda temos um cenário político local que oferece certo desgaste, mas a recente percepção de fragilização da candidatura de Ciro Gomes [candidato do PDT à Presidência] traz uma pequena trégua", diz Vladimir Caramaschi, estrategista-chefe da Indosuez Wealth Management. Ele afirma que, no exterior, a preocupação com as ações protecionistas de economias desenvolvidas ainda é uma importante fonte de preocupação, mas o sentimento de risco não piorou em relação ao que já estava precificado.

Outro aspecto que chama a atenção é a volta dos estrangeiros: em julho, essa classe de investidores ingressou com R\$ 3,8 bilhões na bolsa, após dois meses de forte retirada de recursos. Eric Hatisuka, gestor do Fundo Rosenberg Macro, nota que, após as saídas intensas de maio e junho - em linha com a queda do Ibovespa -, o nível de preços garante uma realocação de recursos.

Segundo ele, apesar das preocupações com as questões comerciais no mundo, o Brasil ainda é bem visto pelo estrangeiro por ser o mercado com melhor visibilidade entre os emergentes quanto aos fundamentos, como a trajetória dos juros e do Produto Interno Bruto (PIB). Alguns bancos já notaram as oportunidades: após a recente onda de vendas no mercado, o Bank of America Merrill Lynch (BofA) elevou ontem para "neutra" a recomendação para as ações brasileiras dentro do portfólio de América Latina.

"Depois da queda grande do mercado, a melhora marginal do cenário global traz um certo alívio. Os preços sugerem algo transitório e o dólar não seguiu em ritmo muito mais forte", diz Caramaschi.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Finanças

Autor: Martha Funke | Para o Valor, de São Paulo

Título: Custo alto da energia elétrica leva mineradoras para o Paraguai

A popularização das criptomoedas estimula o trabalho dos mineradores e a busca por energia elétrica mais em conta ao redor do mundo. O processo de

mineração consiste em colocar computadores para resolver cálculos matemáticos para encontrar criptomoedas e validar as transações envolvidas. As criptomoedas são "moedas" digitais criptografadas que ficam registradas em endereços virtuais, as wallets (carteiras). As transferências de uma wallet para outra são registradas em blocos interligados e criptografados em sequência (blockchain), uma espécie de banco de dados que funciona como livro contábil público com armazenamento e processamento distribuído entre os usuários.

Estima-se que o trabalho e o resfriamento desses computadores para a produção e o registro das operações alcance este ano entre 0,5% e 1% de toda a demanda global de eletricidade. Segundo o Morgan Stanley, perto de 140 terawatts-hora de eletricidade.

Segundo Ricardo Pierozzi, sócio da PwC Brasil, como o volume de energia consumido já é relevante e ainda há espaço para crescer, empresas e governos já começam a considerar a dinâmica de mineração de criptomoedas para suas decisões. "Há ações pontuais, como utilizar energia solar excedente em algum horário ou região", diz.

Islândia, Canadá e Geórgia estão entre os países que apostaram na atração de mineradoras com preços favoráveis de energia. O primeiro, além de o frio facilitar o resfriamento, oferece preço de eletricidade que já atraiu outras indústrias intensivas de energia, como fundição de alumínio. A Genesis Mining, uma das maiores mineradoras mundiais, mudou-se da Alemanha para lá em 2014.

No Canadá, onde já funcionam a chinesa Bitmain e a americana Bitfury, a empresa de energia Hydro-Quebec negocia com mais mineradores. A previsão é que eles consumam cerca de cinco terawatts-hora por ano do excedente criado pelas barragens hidrelétricas da região, sustentando investimentos na rede de transmissão. A Bitfury, além do Canadá e da Islândia, escolheu a Geórgia, na Eurásia, onde o preço da energia fica entre US\$ 0,04 e US\$ 0,06 por quilowatt-hora (kWh).

Por aqui, o preço da energia, além dos custos de importação e de mão de obra, levou os mineradores para o Paraguai. A corretora CoinBR / Stratus se mudou para Ciudad del Este em 2014 e hoje conta com 10 mil m² disponíveis. Em maio já contava com mais de 6 mil máquinas. Na média, recebe mais uma centena de equipamentos novos por dia e a expectativa era de chegar a 25 mil máquinas.

A empresa está pagando US\$ 0,04 por kWh, com fornecimento da usina Acaray. A expectativa do empresário Rocelo Lopes é que em 2020 a conta de eletricidade chegue a US\$ 3 milhões por mês. "É impossível minerar no Brasil. A

Eletrobras paga US\$ 0,01 por kWh e revende por preço médio de US\$ 0,25 e as taxas de importação podem chegar a 120%", compara.

A Criptocenter também escolheu Ciudad del Leste para mineração. Ocupa área de 1,1 mil m², atende 20 clientes e conta com 500 equipamentos, devendo chegar a 3 mil máquinas até o fim do ano. A empresa compõe o grupo da curitibana Safesystem, especializada em infraestrutura, tecnologia e computação em nuvem.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Finanças

Autor: Martha Funke | Para o Valor, de São Paulo

Título: Mineração impulsiona vendas de dispositivos

O interesse nas criptomoedas está impactando o mercado mundial de componentes de computadores. A mineração de moedas digitais já responde por perto de 10% dos resultados de fabricantes como AMD e Nvidia, com forte impacto nos preços. A chinesa Bitmain, fornecedora de dispositivo específico para a mineração de bitcoins, superou US\$ 2,5 bilhões em receita menos de três anos depois de vender seu primeiro modelo e a expectativa é que a Samsung entre no mesmo ramo ainda em 2018.

O processo de mineração é na prática a solução dos cálculos sofisticados para encontrar as chaves criptográficas que suportam as moedas digitais e validar as transações na rede de blocos (blockchain). Isso exige enorme poder computacional e equipamentos potentes.

A mineração de bitcoins é feita por meio de máquinas especializadas, as ASICs (circuitos integrados de aplicação específica, na sigla em inglês), desenhadas para cumprir tarefa única e otimizar sua capacidade. Outras moedas, como ethereum, são "mineradas" por equipamentos que empregam placas gráficas (GPUs), criadas para aguentar tarefas como a mistura de imagens em movimento e lógica por trás dos videogames.

A mineração de criptomoedas é tema de anúncios de resultados financeiros de fabricantes desde o ano passado. A taiwanesa TSMC, maior fabricante independente de semicondutores do mundo e fornecedora de marcas como Apple, Qualcomm e Bitmain, colocou a mineração como um dos motivos para o crescimento de 17,5% no terceiro trimestre de 2017. A Nvidia, uma das líderes mundiais no segmento de GPUs, lançou no ano passado duas placas gráficas destinadas à mineração e anunciou em maio que a atividade de mineração respondeu por US\$ 289 milhões, ou 9% dos US\$ 3,21 bilhões de receita registrados no primeiro trimestre.

A AMD, por sua vez, reportou 10% de participação do segmento na receita de US\$ 1,65 bilhão no mesmo período. O interesse dos mineradores fez o preço subir e esgotou os estoques disponíveis para usuários tradicionais, como os gamers. Outros fornecedores, como as fabricantes de placas-mãe Asus, Biostar e Gigabyte, também criaram produtos específicos para a mineração. A Asus, por exemplo, anunciou para este ano o lançamento da H370, capaz de suportar até 20 GPUs em uma só unidade. Mas a chinesa Bitmain é o destaque do segmento.

A empresa vendeu seu primeiro chip especial para mineração em 2013. Com os algoritmos necessários codificados diretamente no silício, eles eram mais rápidos e usavam menos eletricidade que as GPUs. Hoje a Bitmain é a maior mineradora mundial de bitcoins do mundo, com cerca de metade do poder de processamento da rede. Seus equipamentos Antminers são caixas do tamanho de um servidor, que custam até milhares de dólares - os dois outros fabricantes especializados existentes no mundo produzem equipamentos unicamente para consumo próprio.

Os fabricantes, entretanto, já indicam a tendência de reacomodação do mercado. A Nvidia, mesmo tendo aumentado sua produção para enfrentar o desabastecimento e a alta de preços provocados pelo interesse dos mineradores, anunciou que as vendas destinadas às criptomoedas devem cair cerca de dois terços nos resultados do segundo trimestre de 2018. Mesmo a Bitmain já divulgou planos de diversificação e começa a vender chips ASIC projetados para aprendizado de máquina. A estimativa é de obter até 40% de sua receita com o segmento de inteligência artificial em até cinco anos.

MME / ASCOM .