

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

Destaque: (em negrito) Matérias que citam o Ministro Bento Albuquerque ou o MME:

Sumário

VEÍCULO: Valor Econômico.....	2
Título: Demanda menor breca produção de refinarias.....	2
Título: Rio e Espírito Santo refazem cálculos para royalties de petróleo	3
Título: Combustível vai ajudar para deflação em abril e maio, estimam economistas	5
Título: Por alívio na tarifa, MME pode estender concessão de usinas.....	7
Título: Produtor paga para se livrar do petróleo	9
Título: Petrobras monitora preços nos EUA.....	13
Título: Brent fecha abaixo de US\$ 20 pela primeira vez desde 2002.....	15
Título: Eneva retira proposta de negócio com AES Tietê.....	18
Título: Em análise de riscos, Tietê viu valor ‘artificial’ na Eneva.....	19
Título: Na fila para ser privatizada, Celg GT busca novos negócios	22
Título: Tereos amplia aposta na exportação de açúcar	23
Título: Colapso do petróleo é um alerta para as bolsas.....	25
Título: Efeito corona.....	27
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	29
Título: Petróleo tem novo dia de queda no mercado	29
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	31
Título: O colapso do petróleo.....	31
VEÍCULO: O Globo.....	32
Título: Petróleo negociado em Londres tem menor preço desde 2002	32
Título: Banco dá novo fôlego à fusão bilionária no setor elétrico	34
VEÍCULO: Correio Braziliense.....	35
Título: Petróleo derrete e bolsas sentem o baque	35

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 22/04/2020****Seção: Brasil****Autor: André Ramalho — Do Rio****Título: Demanda menor breca produção de refinarias**

Com o novo corte de preços nas refinarias, que começou a valer ontem, a Petrobras acumula redução de 52% nos preços da gasolina e de 38% na tabela do diesel em 2020. A retração, contudo, não tem sido a mesma nas bombas. Os preços dos combustíveis têm caído semana a semana, para o consumidor final, nos postos, mas o repasse das quedas nas refinarias continua não ocorrendo de forma integral.

O preço da gasolina na bomba acumula queda de 10,1% neste ano, enquanto o diesel S10 recuou 11,2% desde o início do ano, até a semana encerrada no dia 18, com base nos dados da Agência Nacional do Petróleo (ANP).

O levantamento do regulador mostra que os dois combustíveis estão em queda há 12 semanas consecutivas. O recuo, porém, se acentuou desde o choque de preços do petróleo, no mês passado. Desde março, o diesel acumula retração de 9,2%, e a gasolina, de 9,7% nas bombas. Uma queda tímida se comparada à redução de 24,3% no diesel e de 45,5% na gasolina, nas refinarias, na mesma base de comparação.

De acordo com a ANP, o litro do diesel S10 era vendido, na semana passada (12 a 18 de outubro), em média, a R\$ 3,416, o patamar mais baixo, em valores nominais, desde a semana de 12 a 18 de novembro de 2017. O litro da gasolina era vendido na última semana, em média, a R\$ 4,095, valor mais barato desde o período entre 17 e 23 de dezembro de 2017, desconsiderados efeitos da inflação.

A Petrobras tem pressionado publicamente pelo repasse dos seus cortes para o consumidor final. Na semana passada, o presidente da companhia, Roberto Castello Branco, chegou a afirmar que os preços não caem mais nas bombas por causa de “inimigos do capitalismo”.

“O que se espera é que, na ponta, os revendedores de combustíveis repassem para o consumidor final o corte de preços que a Petrobras tem aplicado. Espera-se que eles se comportem como bons capitalistas, e não como capitalistas inimigos do capitalismo que, sempre com o objetivo de extrair ganhos às custas

do Estado e da sociedade, prosperam e minam a crença popular no funcionamento livre dos mercados”, disse Castello Branco, na ocasião, em evento on-line.

A queda dos preços dos combustíveis ocorre em momento de forte contração no consumo, devido à crise econômica decorrente da pandemia do novo coronavírus e das medidas de isolamento social como estratégia de contenção da disseminação do vírus.

O diretor da ANP, Felipe Kury, afirmou que a demanda por gasolina, na crise, tem sido 35% menor e que o mercado de diesel vive retração de 22% a 25%. Diante dessa queda, a Petrobras, inclusive, tem operado suas refinarias com capacidades ociosas cada vez maiores.

Em documento enviado a funcionários, na semana passada, a estatal informou que estava colocando “várias unidades” de processamento operando em carga mínima - ou seja, no limite necessário para garantir a segurança operacional do ativo, sem, contudo, parar a refinaria. Segundo a companhia, algumas paradas poderão ser feitas por “um período longo”. O **Valor** apurou que a Regap (MG) opera com menos de 40% de capacidade e que a Reduc (RJ) interrompeu a produção de lubrificantes, por exemplo.

Segundo a Associação Brasileira de Importadores de Combustíveis (Abicom), mesmo com as reduções, as janelas de oportunidade para importadores privados estão abertas, em meio à acentuação da trajetória de queda dos preços do petróleo no início da semana.

A entidade, que representa os principais concorrentes da Petrobras no abastecimento ao mercado doméstico, considera as despesas para internalização dos combustíveis até o porto e acrescenta a esses valores os custos com taxas portuárias e de armazenagem, além das despesas de frete até o ponto de entrega. Já a Petrobras leva em conta não só os preços dos combustíveis e variações do câmbio, mas também o nível de participação de mercado. A empresa também alega que o preço de paridade internacional (PPI) “não é um valor absoluto, único e percebido da mesma maneira por todos os agentes”.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 22/04/2020

Seção: Brasil

Autor: Marta Watanabe — De São Paulo.

Título: Rio e Espírito Santo refazem cálculos para royalties de petróleo

A sacudida nos preços de contratos futuros de petróleo na Bolsa de Nova York nesta semana deve provocar imediatas revisões nas projeções dos Estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo para receitas com royalties e participações especiais. Depois do tombo no preço do petróleo em março, o colapso nos contratos futuros revela um cenário no qual a perda para essas receitas deve ser mais profunda e prolongada do que a inicialmente esperada.

Rogelio Pegoretti, secretário de Fazenda do Espírito Santo, explica que o Estado fará revisão orçamentária para o ano de 2020 considerando o barril do Brent a US\$ 25. O atual orçamento foi realizado com projeção de royalties e de participações considerando US\$ 60 o barril. Com isso, o Estado receberá neste ano R\$ 1,33 bilhão a menos em receitas com esses direitos. O valor significa redução de quase 60% em relação aos R\$ 2,26 bilhões inicialmente orçados para 2020.

Como parcela das participações especiais e dos royalties é destinada ao fundo soberano do Estado, o impacto nas despesas previstas do ano será de R\$ 1,1 bilhão, dos quais R\$ 700 milhões em investimentos e R\$ 400 milhões em custeio. Os investimentos serão mantidos, diz Pegoretti, mas realizados com recursos de um fundo de infraestrutura montado com receitas da cessão onerosa recebida em 2019 e também com os pagamentos pela unificação dos campos de petróleo.

Esse fundo, diz, começou o ano com R\$ 1,1 bilhão e deve receber R\$ 240 milhões em 2020. Os R\$ 400 milhões em custeio serão contingenciados e desbloqueados com o remanejamento de gastos ou realização de receitas.

No Estado do Rio de Janeiro, o secretário de Fazenda, Luiz Claudio Rodrigues de Carvalho, diz que o cenário de preços de petróleo se agravou desde meados de março e promete se prolongar mais do que o previsto anteriormente, com efeitos “catastróficos” na receita de participações especiais em agosto, quando serão recebidos os direitos relativos aos preços do Brent do segundo trimestre.

As participações especiais, explica, são pagas a cada trimestre. Em maio, diz, o Rio ainda receberá as participações do primeiro trimestre, quando o preço médio do barril do Brent estava a US\$ 50,50. O impacto, portanto, não será tão forte, já que hoje esse preço está em torno de US\$ 25. O orçamento, lembra o secretário, considerou US\$ 60 o barril. Nos royalties, o efeito é mais imediato, já que é pago mensalmente, refletindo o impacto de preços do mês anterior. Em abril, o Estado esperava receber R\$ 450 milhões, mas entraram somente R\$ 383 milhões.

Segundo ele, as projeções de royalties e participações para 2020 deverão ser mais uma vez revistas, provavelmente nesta semana. Em março, com a queda

de preços provocada pelo conflito entre Arábia Saudita e Rússia, a projeção estadual para a receita com os direitos sobre petróleo caiu de R\$ 14,3 bilhões para cerca de R\$ 10 bilhões.

Pegoretti, do Espírito Santo, explica que o colapso na bolsa nesta semana foi algo pontual, de contratos a vencer de barris do petróleo West Texas Intermediate (WTI), a referência americana. Os royalties e participações especiais devidos a Estados e municípios, diz ele, são calculados com base em média de preços do petróleo tipo brent e não seriam diretamente afetados. O que aconteceu com os ativos americanos, porém, diz Pegoretti, reflete um choque de oferta que afeta a commodity no mundo inteiro.

Em março, lembra ele, não se tinha ainda percepção dos efeitos da pandemia na economia e as projeções capixabas indicavam como pior cenário o barril de brent a US\$ 25. Os impactos para royalties e participações foram calculados na época também com preços a US\$ 30, US\$ 35 e US\$ 40 o barril. “Hoje já consideramos o cenário com preços a US\$ 25 consolidado.”

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 22/04/2020

Seção: Brasil

Autor: Arícia Martins — De São Paulo

Título: Combustível vai ajudar para deflação em abril e maio, estimam economistas

O repasse da queda dos combustíveis nas refinarias às bombas - que nunca é integral e rápido em razão da estrutura de custos de distribuição e tributos - está ainda mais fraco devido à menor demanda, que leva os postos a recompor margens, avaliam economistas. Desde janeiro, a gasolina tipo A, produzida nas refinarias, já diminuiu 53% segundo cálculos da Vinland Capital. O dado já considera a redução de 8% anunciada na segunda pela Petrobras. Em igual ordem, a gasolina tipo C (comercializada nos postos) recuou 11%.

Mesmo com essa defasagem, que agora pode ficar maior, e com a alta do dólar, que atenua parte da queda dos preços de petróleo no mercado internacional, o efeito líquido sobre os índices ao consumidor será desinflacionário. Com contribuição negativa da gasolina, economistas estimam que o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) ficará no terreno negativo em abril e maio. O combustível tem peso de 5,1% no IPCA.

A gasolina da Petrobras representa 20% do preço praticado nos postos, diz Victor Wong, economista da Vinland Capital. O restante são custos de transporte, impostos, e margens de postos e distribuidoras. Há ainda influência do álcool anidro, que representa 27,5% da composição da gasolina vendida nas bombas. Por fim, os comerciantes não replicam os percentuais de reajuste nas refinarias, mas sim seu valor em centavos, o que acaba reduzindo o percentual de variação na ponta final.

Como, desta vez, muitos vetores contribuem para redução da gasolina, o economista avalia que o repasse deve ser mais veloz, se sobrepondo à possível recomposição das margens dos postos. Com retração de 9,5% da gasolina e outros impactos de baixa, o IPCA deve recuar 0,4% em abril, calcula Wong. Em maio, mês em que a queda anunciada segunda nas refinarias deve ter impacto sobre as bombas, a estimativa preliminar é de 0,3% de deflação.

Outros analistas, no entanto, acreditam que o repasse tende a ser mais fraco, ao menos neste mês. “Os preços nas refinarias estavam praticamente alinhados com os internacionais. Com esse reajuste, o diferencial foi zerado”, observa Flávio Serrano, economista-chefe do Haitong.

Já a evolução nas bombas sugere que o diferencial em relação aos cortes de preços da Petrobras ficou ainda maior: em seus cálculos a partir de dados da ANP, a gasolina ao consumidor diminuiu 11% de janeiro até agora. E o álcool anidro também teve queda considerável no período, de 25% nas usinas de São Paulo.

“Obviamente não esperaria queda de cerca de 50% nas bombas, mas vendo o que já caiu na Petrobras, esperaria uma queda teórica maior.” Segundo Serrano, a “regra de bolso” indica que cerca de metade do movimento das refinarias chega aos postos. Há ainda, uma defasagem normal, de cerca de três a quatro semanas, para que os novos preços sejam praticados nas bombas, porque as distribuidoras precisam eliminar estoques.

Como as medidas de quarentena derrubaram a demanda, a tendência é que essa demora aumente, o que vai se traduzir em queda menor ao consumidor, avalia o economista do Haitong. “Os postos estão percebendo que o movimento caiu, então eles podem aumentar a margem para mitigar parte da queda nas refinarias.”

Ainda assim, o banco chinês trabalha com recuo de 0,10% a 0,15% para o IPCA deste mês, e de 0,10% em maio. Esta última estimativa tem viés de baixa. Na média do ano, o combustível deve diminuir entre 5% e 10%.

“O repasse não está normal”, concorda Luis Otávio de Souza Leal, economista-chefe do banco ABC Brasil. “Sempre tem algum tipo de recomposição da margem, que desta vez está grande. Se a receita é o preço vezes a quantidade, e a quantidade está caindo, o ajuste é pelo preço.”

Para Leal, essa disparidade deve ficar concentrada em abril, mês em que o IPCA terá queda de 0,2%. Daqui para frente, porém, a expectativa é que a defasagem entre o que acontece nas refinarias e nas bombas seja normalizada, já que as pessoas têm respeitado menos o confinamento e, aos poucos, a demanda vai voltar a subir. Por isso, maio já tende a ser um mês de repasse dentro dos padrões, afirma.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 22/04/2020

Seção: Brasil

Autor: Daniel Rittner e Rafael Bitencourt — De Brasília

Título: Por alívio na tarifa, MME pode estender concessão de usinas

O Ministério de Minas e Energia (MME) avalia a possibilidade de estender as concessões de usinas hidrelétricas que já estão na reta final de seus contratos como um modo de reduzir a necessidade de resgate financeiro do setor.

O empréstimo liderado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para socorrer as distribuidoras de energia, com um “pool” de bancos comerciais, deve ficar em torno de R\$ 17 bilhões. No entanto, o governo ainda estuda outras medidas que possam amenizar o peso em cima das costas dos consumidores nos próximos anos.

A pandemia de coronavírus fez o consumo de eletricidade cair perto de 20%. Para complicar, os índices de inadimplência esperados também estão ao redor de 20%. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) impediu o corte de fornecimento, por 90 dias, a clientes com faturas em atraso. Com tudo isso, as distribuidoras - uma espécie de porta de entrada para os recursos do setor - estão com forte problema de fluxo de caixa.

Uma das ações cogitadas pelo MME e pela Aneel é a repactuação voluntária dos contratos bilaterais de compra e venda de geradoras com distribuidoras. Para estimular donos de usinas a diminuir os megawatts fornecidos, uma hipótese

seria compensá-los com a extensão contratual pelas receitas perdidas no curto prazo.

Resultado: as geradoras venderiam um pouco menos, as distribuidoras ficariam com rombo um pouco menor no caixa, a necessidade de empréstimo diminuiria e o consumidor teria menos encargos a pagar nos próximos anos. A contrapartida seria um prazo maior das concessões de hidrelétricas perto de expirar - a usina de Tucuruí (segunda maior do país), por exemplo, tem seu contrato vencendo em 2024.

Os termos da operação são explicitados em nota técnica da Aneel, divulgada anteontem com uma série de outras alternativas para fazer frente à pandemia: “A suspensão parcial e por prazo determinado dos pagamentos da compra de energia pelas distribuidoras [...] também pode ser negociada por agentes de geração cujos contratos de concessão estão próximos ao encerramento e, portanto, já amortizaram seus investimentos”.

Essas usinas, conforme explica a nota, só têm atualmente custos de manutenção e operação. “Sendo possível”, concluem os técnicos, “o estabelecimento de um ativo regulatório para as geradoras que aceitem a modulação dos recebíveis prorrogando os atos de outorga.”

Reservadamente, uma fonte do governo explicou: “É uma medida que está, sim, no nosso radar. A princípio, precisaria de uma mudança de legislação. Se for para ter um ganho muito pequeno, talvez não valha a pena, mas veremos o custo-benefício”.

No meio da crise no setor elétrico, pelo menos uma boa notícia: as autoridades já dão como praticamente certo que não haverá mais a necessidade de acionamento de bandeira amarela ou vermelha nas contas de luz pelo restante do ano.

Com a queda da demanda e a recomposição do nível dos reservatórios, torna-se remota a exigência de ligar térmicas mais caras para o suprimento do sistema interligado. Por isso, a aposta do ministério e da agência reguladora é que a bandeira poderá continuar verde nos próximos meses.

Melhor ainda: a conta das bandeiras registra saldo acumulado de R\$ 1,375 bilhão. Ou seja, tudo o que foi arrecadado nos últimos meses com a bandeira amarela ou vermelha supera a cobertura tarifária das distribuidoras e se reverteria em benefício dos consumidores no momento dos reajustes anuais. Isso significa que, diante de tantas pressões pela frente nas contas de luz, pelo menos algum tipo de alívio virá.

Dentro de esforço de buscar um “cardápio de ações”, a diretoria colegiada da Aneel aprovou, na segunda, um alívio de R\$ 432 milhões no pagamento dos encargos de transmissão por distribuidoras e consumidores livres de energia.

Trata-se de um superávit para o ciclo tarifário que vai de julho de 2019 a junho de 2020. Na prática, significa que os consumidores pagaram a mais pela remuneração das linhas de transmissão que o inicialmente estipulado pela agência. Esse saldo foi transformado em desconto de R\$ 144 milhões por mês nas tarifas referentes aos meses de abril, maio e junho.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 22/04/2020

Seção: Empresas

Autor: Assis Moreira — De Genebra

Título: Produtor paga para se livrar do petróleo

Produtores de petróleo nos EUA e no Canadá não sabem mais o que fazer com sua produção, não conseguem parar ou reduzir suficientemente a exploração dos campos, não têm comprador e nem capacidade de estocagem para guardar seu petróleo. Nesse cenário, produtores pagam para se desembaraçar da produção. E quanto mais a capacidade de estocagem de petróleo ficar saturada, mais o preço do barril vai continuar baixo. A cotação da principal matéria-prima mundial continuará limitada mesmo por algum tempo depois que a demanda começar uma retomada.

A avaliação é de Antoine Halff, ex-analista chefe da Agência Internacional de Energia (AIE) para o setor de petróleo, hoje pesquisador no Center on Global Energy Policy, da Universidade de Columbia (EUA), e analista-chefe da Kayrros, uma empresa de “data analytics” na área de energia.

Apenas nesta semana, a cotação do contrato para junho do Brent, referência mundial, caiu cerca de 35%, fechando ontem a US\$ 19,33 o barril. O contrato de maio do WTI, referência do mercado americano, registrou na segunda-feira, na véspera de expirar, fechamento negativo em US\$ 37. Ontem, o contrato mais ativo do WTI, o de junho, caiu 43,36%, a US\$ 11,74.

A seguir os principais trechos da entrevista de Halff ao **Valor**.

Valor: *O desmoronamento brutal do preço do petróleo era previsível?*

Antoine Halff: Sim, estava previsto levando-se em conta o “crash” da demanda. Houve um acordo que podemos chamar de histórico entre a Arábia Saudita, Rússia, EUA e outros países para cortar a produção. Mas nenhum corte de produção é suficientemente rápido para compensar inteiramente a perda da

demanda e evitar um aumento dos estoques que provoca inevitavelmente uma baixa do preço.

Valor: *O que vai ocorrer agora no mercado internacional de petróleo?*

Halff: Vamos continuar a ter um crescimento de estoques, porque continuamos a produzir mais petróleo do que podemos consumir. Os produtores vão ser obrigados a baixar sua produção, seja no âmbito do acordo da Opep+, seja simplesmente por falta de mercado em resposta à queda de preço. Veja, na Kayrros seguimos a atividade em campos de petróleo com imagens de satélite, geolocalização, e vemos uma baixa muito importante nos EUA na atividade do petróleo “shale”. No Canadá, detectamos também sinais de baixa. Na Arábia Saudita, igualmente há indicações de mudança no nível de produção. A reação no nível da oferta de petróleo se faz sentir. Mas tem o efeito de retardo e não pode se sente que seja bastante rápida [o suficiente] para impedir a baixa brutal atual do preço.

Valor: *O preço negativo do petróleo nos EUA pode perdurar?*

Halff: Esses preços negativos significam que produtores não sabem mais o que fazer com seu petróleo. Conseguir parar ou reduzir suficientemente a produção. Não tem nem comprador nem capacidade de estocagem para guardar seu petróleo. Então, eles pagam para se desembaraçar da produção. Hoje, isso se passa em algumas partes dos EUA. Já observamos essa situação há duas semanas em Wyoming [nos EUA] e no Canadá. Mais a capacidade de estocagem torna-se saturada, mais os preços vão baixar. Mas preço negativo não pode durar muito.

“O Brasil está bem posicionado para o futuro quando a demanda retomar. Tem petróleo de qualidade”

Valor: *Como funciona o preço negativo?*

Halff: O preço do petróleo físico é determinado em relação a “benchmark” (referência), como Brent e West Texas Intermediate (WTI). O Canadá tem um benchmark local, o Western Canadian Select (WCS). O que temos visto é que o diferencial entre o preço do petróleo físico e futuro aumentou muito. No Canadá, há vários dias vemos o petróleo físico ser vendido com desconto em relação à cotação futura, de tal forma que o preço é negativo. Assim, o WTI aponta US\$ 15 o barril, mas um produtor vende ao preço WTI menos 17%, portanto o preço é negativo. No Canadá, foi o próprio benchmark (WCS) que passou ao negativo, não foi só uma produção bem específica. O problema para os produtores é que é muito custoso parar a produção. Há um risco de não reiniciá-la. Por exemplo, no caso de um poço bastante velho, em campos que

estão em fim de vida e onde a pressão pode ser fraca. Se parar a produção do poço, o risco é de provocar uma despressurização do campo a tal ponto que não se pode mais retomar a exploração e será muito custoso injetar artificialmente muita pressão. No Canadá, outro problema é que instalações industriais tem aparelhos Steam-assisted gravity drainage (SAGD), que são muito caros e muito delicados. E deve constantemente ter um equilíbrio entre o vapor no poço e o fluxo de petróleo. É muito difícil ou mesmo impossível desacelerar essas máquinas. E é difícil ter grandes investimentos no longo prazo, levando-se em conta as incertezas sobre o futuro do petróleo e preocupações crescentes ligadas à fatura climática da produção. O Canadá é um produtor percebido como tendo pegada ecológica bastante forte.

Valor: *As falências vão aumentar no petróleo “shale” nos EUA?*

Halff: Nos EUA, a situação é bastante diferente, porque o petróleo do “shale” pode ser parado ou abrandado relativamente fácil, tem ciclo de produção bastante curto. Pode hoje tomar decisões de investimentos que em curto prazo vão afetar ou limitar a produção sem colocar em jogo a produção futura da mesma maneira. Algumas companhias já declararam falência. Mas nos EUA uma falência não é uma sentença de morte para a companhia, e menos ainda para o recurso natural associado a essa companhia. Se ela entra em falência hoje, vai sem dúvida continuar a produzir a custo de produção mais baixo. A falência permite ajustar os custos de produção à baixa. Às vezes, no “shale” americano, a falência ou dificuldade financeira de empresa pode conduzir a uma reestruturação. Em 2014-15 já houve uma fase de consolidação, e isso pode se acelerar agora. Vamos ver as grandes empresas como Exxon e Chevron aumentarem seus portfólios de “shale” em detrimento de pequenos produtores. No fim, quando a crise tiver passado, o petróleo americano será sem dúvida mais competitivo e mais eficiente na produção. Haverá pequenas empresas que vão desaparecer, mas o petróleo americano vai sair ganhador dessa crise.

Valor: *Isso se repetirá em outras regiões?*

Halff: O petróleo canadense terá mais dificuldades. E os velhos campos britânicos no Mar do Norte vão sem dúvida sair enfraquecidos da crise.

Valor: *E a Arábia Saudita, como fica?*

Halff: Essa queda brutal no preço do barril provoca dificuldades orçamentárias, e a Arábia Saudita depende de sua renda petroleira. Mas o país tem reserva financeira e o custo de produção mais baixo do mundo, inferior a US\$ 10 [o barril]. Outra vantagem é que a pegada ecológica de seu petróleo é relativamente baixa. No mundo futuro, onde a questão climática vai ter muita

importância no suprimento energético e no investimento, a Arábia Saudita está bem colocada para sobreviver. Ela vai se beneficiar dessa crise.

Valor: *A Arábia Saudita não exacerbou essa crise, com produção elevada, para atacar o “shale” americano?*

Halff: Não acho que o petróleo “shale” seja particularmente visado, e sim a concorrência em geral, incluindo os produtores mais frágeis. Hoje, os EUA, por sua importância como produtor petroleiro, tornaram-se mais um aliado do que um concorrente de Arábia Saudita. E juntamente com a Rússia, sendo os três maiores produtores do mundo, eles compartilham os mesmos interesses petroleiros, têm custos de produção baixos, são competitivos e tem grande parte do mercado. Modulando sua produção, cortando ou aumentando, eles têm muito impacto no mercado e uma lógica de produtor dominante. É uma dominação energética compartilhada, que tem suas vantagens, mas também seus custos. E o custo é que às vezes, em período de preço fraco, tem que cortar a produção para remontar a cotação.

Valor: *Até quando os preços vão continuar baixos ou diminuindo?*

Halff: Difícil dizer. A China, o maior importador mundial, voltou a importar mais. Mas não sabemos se sua demanda vai crescer, estabilizar ou mesmo ter uma nova baixa, porque a China pode ser confrontada a uma segunda onda de coronavírus. Além disso, o confinamento nos outros países reduz o mercado para suas exportações. Não sabemos ainda qual será o ritmo da retomada econômica. O leque de previsões é muito amplo. Assim, vamos continuar a ver uma baixa de preço do petróleo porque, mesmo se a demanda for retomada, não vai ser de um só golpe. Veja, o petróleo que consumimos não é o petróleo que sai do campo. Há toda uma atividade de refinaria, e essa cadeia de transformação, de logística, tem efeitos retardado.

Valor: *Ao seu ver, como fica o pré-sal brasileiro no cenário atual?*

Halff: No pré-sal o custo de investimento inicial é elevado, mas o custo variável é relativamente baixo. Desse ponto de vista o Brasil é competitivo. Mas hoje, como a demanda é muito fraca, mesmo um produtor competitivo não tem vantagem de produzir. O Brasil prometeu [à Opep] uma baixa de produção relativamente importante. Mas o Brasil está bem posicionado para o futuro quando a demanda retomar. Tem um petróleo de qualidade, procurado e num mercado positivo é uma fonte atraente.

Valor: *Resumindo, quem ganha e quem perde hoje no mercado de petróleo?*

Halff: No curto prazo, ganham os que têm acesso a capacidade de estocagem, podem comprar petróleo a preço baixo ou mesmo ser pago para pegá-lo, e

depois vender a preço mais elevado. Todos os outros no curto prazo perdem, incluindo o consumidor, porque não pode aproveitar o preço baixo, já que o “lockdown” os impede de consumir. Mais no longo prazo, quando for necessário reiniciar a atividade econômica, a cotação baixa do petróleo será uma vantagem para o consumidor e para os grandes produtores, que tem custos de produção baixos, como Arábia Saudita, Rússia e mesmo os EUA. Os três poderão reconquistar mais fatias de mercado. Os perdedores incluem produtores que não têm muitos recursos financeiros para compensar a perda de renda. É o caso da Argélia, Nigéria... A retomada dos preços será progressiva, porque a economia sairá da crise bastante enfraquecida e haverá enormes estoques que vão ser utilizados. Cenário de reprise econômica lenta é mais realista e mais difícil para países como Canadá, Argélia, Venezuela, Nigéria, também talvez para uma parte do Mar do Norte e mesmo para uma parte da Rússia com alguns campos de petróleo menos competitivos.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 22/04/2020

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho e Rodrigo Polito — Do Rio

Título: Petrobras monitora preços nos EUA

O preço do barril de petróleo do tipo WTI, referência nos Estados Unidos, entrou na segunda-feira, pela primeira vez em sua história, no terreno negativo. Mesmo tendo voltado ao azul, ontem, o colapso do mercado americano mexe com os humores dos investidores, e levanta dúvidas sobre seus efeitos para a Petrobras. Segundo especialistas, a estatal brasileira dificilmente viverá a realidade de negociar suas cargas a preços abaixo de zero. Em um setor globalizado, porém, a expectativa é que a companhia seja afetada indiretamente pela situação inédita dos EUA. Por ora, a Petrobras pretende aguardar a evolução dos preços antes de tomar qualquer nova decisão estratégica, disse fonte da empresa.

Nenhuma petroleira passará incólume à atual crise da indústria de óleo e gás. A contração sem precedentes da demanda - frente à crise econômica desencadeada pela pandemia do novo coronavírus - e o excesso de oferta pressionam os preços para baixo. O efeito, para a Petrobras, está na redução da geração de caixa, o que compromete a capacidade de investimentos e de pagamento de dívidas. A estatal, no entanto, opera com outro preço de referência: o Brent.

Para entender melhor o que a queda histórica do WTI significa para a Petrobras, é preciso contextualizar as nuances do que ocorreu nos EUA e não se perder na sopa de letrinhas do setor: o WTI é a especificação do petróleo usada como referência comercial nos Estados Unidos, enquanto o Brent é uma mistura de óleos produzidos no Mar do Norte e que funciona como uma espécie de referência global.

O que ocorreu na segunda-feira com o WTI, portanto, reflete questões muito particulares do mercado americano. O professor da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Helder Queiroz, explica que o colapso carrega consigo um efeito de especulação financeira. “É uma situação absolutamente anormal. Não é uma situação que vai tender a perdurar”, afirma o ex-diretor da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que não vê um efeito direto da queda do WTI para o Brasil. “Há um descolamento completo entre o Brent e o WTI”, afirma.

O chefe de pesquisa da área de exploração e produção de petróleo da Wood Mackenzie na América Latina, Marcelo de Assis, acrescenta que o Brent possui maior liquidez. “O contrato WTI é negociado nos EUA, enquanto o Brent é negociado para outros clientes, o produtor tem uma flexibilidade maior onde entregar sua carga. Seria muito extremo o Brent cair para abaixo de zero”, afirma.

Como commodity, o petróleo é negociado em mercados futuros. O que aconteceu nos EUA é que o contrato WTI expirou ontem e, na véspera, houve um choque de liquidez em torno desses papéis, diante das perspectivas ruins para o mercado americano - que convive com uma forte contração de demanda e estoques muito elevados. Com receio de que a capacidade de armazenamento se esgote, os operadores com contratos WTI em mãos, para maio, correram para se desfazer dos ativos, num momento em que faltam compradores. A falta de liquidez derrubou a cotação do WTI para maio, então, para US\$ 37,63 negativos. Ontem, os contratos para junho fecharam a US\$ 11,74 (-43,36%), na mínima desde 1999. Já os contratos para maio se recuperaram, a US\$ 10,01.

Segundo a Wood Mackenzie, a expectativa é que o vencimento do contrato de junho ocorra com “mais tranquilidade”, em momento em que se espera que os cortes da Organização dos Países Exportadores de Petróleo e aliados (a Opep +) estejam em vigor. Se a fraqueza da demanda continuar no mesmo ritmo de abril e os produtores dos EUA adiarem os desligamentos de seus poços, contudo, haverá riscos de um novo colapso.

A parte positiva dessa história é que o Brasil, que importa derivados dos EUA, pode se beneficiar da queda histórica dos preços do WTI, disse o ex-diretor-geral da ANP, Décio Oddone. Ele acredita que a baixa demanda e os estoques elevados devem pressionar os preços do petróleo por um tempo.

Ainda que negocie seus contratos com outra referência, a Petrobras não passará batida pelo choque de preços do WTI. Em parte, a desvalorização do barril americano reflete o excesso dos estoques, uma realidade global que tende a afetar também o Brent. O advogado Giovani Loss, da área de infraestrutura e energia do escritório Mattos Filho, destaca que, como os EUA são um dos maiores exportadores, a queda do WTI pode contaminar o Brent - cujo contrato para junho recuou 24,4%, ontem, para US\$ 19,33. Desde 2002, o Brent não caia para menos de US\$ 20.

O presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, tem dito que a companhia está se preparando para sobreviver ao Brent a US\$ 25 por barril. A petroleira é, hoje, mais competitiva que os produtores americanos do “shale”.

A conta da crise, no entanto, também chegou para a Petrobras, que cortou investimentos, custos e teve de recorrer a uma linha compromissada de US\$ 8 bilhões. A estatal também cortou a sua produção, por falta de demanda, em cerca de 200 mil barris/dia. Apesar da contração da demanda interna, Castello Branco tem dito que a empresa vem mantendo as exportações (ver nesta página quadro com exportações do Brasil em 2020).

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 22/04/2020

Seção: Empresas

Autor: Myles McCormick, Anjli Raval e Henry Foy — Financial Times, de Londres e Moscou

Título: Brent fecha abaixo de US\$ 20 pela primeira vez desde 2002

Os mercados mundiais de petróleo continuaram sob grande pressão ontem, com o Brent caindo abaixo de US\$ 20 o barril pela primeira vez em 18 anos, enquanto outros grandes referenciais também caíram ao redor do mundo. A referência internacional chegou a ser cotada a US\$ 18,10, recuperando-se um pouco para fechar a US\$ 19,33 no fim do pregão.

A queda sugere que os operadores não vislumbram uma trégua imediata no colapso da demanda por petróleo, que na segunda-feira derrubou os preços de algumas classificações de petróleo para abaixo de zero pela primeira vez,

deixando os produtores numa situação de terem de pagar aos compradores para levarem seu petróleo. A violenta queda na demanda coincide com o fato de os níveis de produção nos Estados Unidos continuarem sólidos apesar de os navios petroleiros estarem a apenas semanas do esgotamento suas capacidades de armazenagem.

“O carro está acelerando e as forças do mercado vão provocar sofrimento maior até atingirmos o fundo do poço, ou a covid-19 for controlada, o que vier primeiro”, diz Michael Tran, estrategista de commodities da RBC Capital Markets.

O coronavírus lançou o setor de petróleo numa crise, com os confinamentos e proibições a viagens impostos pelas autoridades reduzindo a demanda global pelo petróleo em até um terço neste mês, em relação aos níveis pré-crise.

Os contratos do petróleo do tipo West Texas Intermediate (WTI) nos EUA para entrega em maio chegaram a cair para menos US\$ 40 o barril na segunda-feira, a primeira vez na história em que o preço atingiu o território negativo, onde ele permaneceu em grande parte de ontem. A queda foi intensificada por operadores que tentaram se desfazer de obrigações de assumir o produto físico antes do vencimento do contrato, também ontem, com a capacidade de armazenagem se esgotando no ponto de entrega, em Cushing, Oklahoma.

O contrato de junho, que se sustentou acima dos US\$ 20 o barril na segunda-feira, também esteve sob grande pressão de venda ontem, caindo 43,36% para US\$ 11,74 no fim do dia, sugerindo que o estouro do contrato de maio foi mais do que apenas um revés técnico.

“O contágio chegou às entregas de junho de 2020 do WTI, que também podem muito bem estar a caminho do vermelho enquanto nos aproximamos das datas de entrega”, disse Louise Dickson da Rystad Energy.

Analistas disseram que o contrato de junho do Brent e do WTI deverão sofrer mais pressão de baixa nas próximas semanas, uma vez que o gargalo na oferta dá poucos sinais de diminuição.

Os planos de cortes sem precedentes na oferta, da parte de alguns dos maiores produtores mundiais como a Arábia Saudita e a Rússia, até agora não conseguiram compensar a queda na demanda por petróleo.

Fatih Birol, presidente da Agência Internacional de Energia (AIE), disse ontem que as reduções, que devem começar a produzir efeito no mês que vem, são “insuficientes para reequilibrar imediatamente o mercado por causa da escala da queda na demanda”. Ele pediu aos países que se comprometeram em cortar

a oferta que cumpram a promessa o quanto antes e sugeriu que considerem até mesmo a possibilidade de aprofundar o corte.

Enquanto isso, autoridades e delegados da Organização dos Países Produtores de Petróleo (Opep) tentam estimular o mercado. A Arábia Saudita disse ontem que está preparada para adotar medidas adicionais, juntamente com outros produtores que fazem parte da aliança Opep+, para apoiar o mercado de petróleo e tentar atingir sua estabilidade. A SPA, agência estatal de notícias de saudita, citou um comunicado do governo: “O reino está empenhado, juntamente com a Rússia, em implementar cortes na produção ao longo dos próximos dois anos”.

Delegados da Opep preparavam-se para uma conferência telefônica ontem para discutir a queda dos preços do WTI e os possíveis próximos passos, segundo informou uma fonte a par do assunto. “O problema é que não se pode fazer nada. Os produtores precisam encontrar uma maneira de enfrentar [a crise].”

De sua parte, a Rússia amenizou o colapso nos preços do petróleo, afirmando não haver necessidade de chamá-lo de um evento “apocalíptico”, depois que sua classificação Ural, que é levemente baseada no Brent, caiu ontem ao menor nível desde 2002.

“O caos nos mercados futuros é absolutamente especulativo, apenas uma questão de negócios”, disse Dmitry Peskov, porta-voz do Kremlin. “É claro que não há necessidade de dar a isso uma tonalidade apocalíptica.”

O colapso do petróleo também destaca a impotência de Donald Trump, que pressionou Arábia Saudita e Rússia para que chegassem a um acordo sobre os cortes na oferta, numa tentativa de ajudar a indústria doméstica de xisto.

Ontem, o presidente americano postou no Twitter que pediu aos departamentos do Tesouro e da Energia para “formular um plano” para disponibilizar recursos para os produtores de energia “para que essas companhias muito importantes e empregos sejam assegurados no futuro distante”.

A queda do petróleo repercutiu no mercado financeiro. As ações caíram nos EUA e na Europa, arrastadas em parte pela fraqueza dos preços das ações de energia. O índice Standard & Poor’s 500 (S&P 500) caiu 2,8%, enquanto que na Europa o Stoxx 600 recuou 3%.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 22/04/2020****Seção: Empresas****Autor: Rodrigo Polito — Do Rio****Título: Eneva retira proposta de negócio com AES Tietê**

Após o conselho de administração da AES Tietê ter rejeitado a proposta de combinação de negócios apresentada pela Eneva e não ter convocado assembleia de acionistas para deliberar sobre o assunto até o momento, a geradora termelétrica decidiu ontem à noite retirar a oferta. A companhia, que enviou carta à administração da AES Tietê refutando cada item questionado pela empresa, também ressaltou que a postura do grupo americano AES, controlador da empresa, feriu as boas práticas de governança e afetou o Brasil e o mercado de capitais do país.

“Quando o management [administração da AES Tietê] diz que não faz sentido, não tem nada que nós possamos fazer no momento a não ser retirar a oferta. É com lamento que fazemos isso, mas não há outra decisão que possamos tomar”, afirmou o presidente da Eneva, Pedro Zinner, ao **Valor**.

Apresentada no início de março, a proposta envolvia tecnicamente uma incorporação da AES Tietê pela Eneva, pelo valor da ordem de R\$ 6,6 bilhões. Desse total, 40% seriam pagos em dinheiro e o restante, em ações da empresa combinada. Caso a proposta fosse aprovada, a Cambuhy Investimentos (da família Moreira Salles) e o BTG Pactual, acionistas da Eneva, passariam a ter 17,8%, cada um, da nova empresa. A AES Brasil ficaria com 5,5%, o BNDES, 6,5%, e a Eletrobras, 1,8%. A nova companhia não teria controlador definido.

Zinner não escondeu sua frustração com a postura adotada pela AES Holdings Brasil, controladora da AES Tietê, de que, na prática, a decisão final deveria ser tomada pela maioria de votos dos acionistas detentores de papéis ON. O grupo possui 24,28% do capital da AES Tietê, sendo 61,57% das ONs e 0,04% das PNs.

Em carta encaminhada à administração da AES Tietê na segunda-feira, a AES Holdings Brasil afirmou que “após consultar especialistas em direito brasileiro, está claro para nós que a combinação de negócios proposta não pode ser implementada sem a aprovação da maioria dos titulares de ações ordinárias da companhia”.

Segundo Zinner, a posição da AES Brasil passa por cima de todo o regulamento do Nível 2 da B3. “Para mim, isso, implicitamente, é rasgar contrato. É uma falta de responsabilidade muito grande perante o mercado de capitais e os acionistas da companhia”.

Por outro lado, Zinner classificou como “louvável” o posicionamento do BNDES, acionista da AES Tietê, que se manifestou publicamente a favor de uma assembleia para deliberar sobre a proposta, mesmo sem ter emitido juízo de valor sobre o negócio.

Em carta enviada à administração da AES Tietê, na segunda-feira, a BNDESPar, braço de participações do banco estatal, solicitou que a companhia convocasse assembleia geral extraordinária para deliberar sobre a proposta da Eneva. No documento, o banco defendia que os preferencialistas tivessem direito a voto na assembleia.

Na carta, assinada pelo diretor da BNDESPar, Leonardo Cabral, o banco disse que a administração da AES Tietê tinha “o dever fiduciário de convocar assembleia geral, dado que, nos termos da legislação aplicável a matéria deve ser apreciada e deliberada pela coletividade dos acionistas da AES Tietê no fórum social adequado, qual seja, a assembleia geral da companhia, independentemente do teor da manifestação proferida por seu conselho de administração”.

Ainda de acordo com a carta, o BNDES afirmava que “em tal assembleia, deve ser conferido aos acionistas preferencialistas o direito ao voto, na forma do estatuto social da companhia e do regulamento do Nível 2 da B3”.

O BNDES também afirmou, na carta, que a não convocação da assembleia caracterizaria uma “infração grave”. De acordo com informações da B3 do início deste mês, o BNDES é o maior acionista da Tietê, com 28,33% de participação, sendo 14,38% das ações ONs e 37,40% das PNs.

Em sua carta, a AES Brasil disse reconhecer o direito de voto restrito em determinadas matérias atribuído aos preferencialistas, conforme previsto no estatuto social da Tietê e no regulamento de listagem do Nível 2 da B3. “No entanto, não se pode admitir que tal direito restrito possa compelir a maioria das ações com direito a voto acatar a vontade das ações sem direito a voto, as quais não possuem qualquer dos deveres e responsabilidades dos acionistas com direito a voto”.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 22/04/2020

Seção: Empresas

Autor: Maria Luíza Filgueiras — De São Paulo

Título: Em análise de riscos, Tietê viu valor ‘artificial’ na Eneva

As análises de risco feitas por conselheiros e assessores financeiros da AES Tietê sobre a Eneva colocaram em questionamento quase 40% do valor de mercado da concorrente, apurou o Valor. Isso foi determinante para rejeitarem uma proposta de incorporação, mas também tornava pouco frutífera uma eventual renegociação para ajuste de preço — o que a Eneva acabou antevendo, ao retirar ontem à noite sua proposta.

Em 11 reuniões extraordinárias sobre o tema, os conselheiros, os bancos Bradesco BBI, BNP Paribas e Santander, e as consultorias Thymos e Mercúrio dedicaram boa parte do tempo a se aprofundar no negócio da proponente. Do montante estimado pelo grupo de trabalho da AES Tietê, 15% seriam referentes a questões de curto prazo e cerca de 25% a riscos potenciais de longo prazo. Há alguns itens bem específicos na lista de motivos que a Tietê analisou para rejeitar por unanimidade a proposta de incorporação — lista mais longa do que a versão resumida tornada pública.

Na avaliação mais imediata de valor, um dos principais itens é o projeto termelétrico de gás natural UTE Fátima, conforme executivos próximos ao negócio. A Eneva anunciou, em novembro, que fechou uma exclusividade para potencial compra de 75% da operação, em parceria com a petroleira britânica BP.

A ação subiu cerca de 10% no dia, o que fazem analistas e bancos colocarem na conta como responsável por cerca de R\$ 1,3 bilhão de valor da empresa. Cinco meses depois, ainda não houve assinatura do acordo comercial e a transação ficou mais complexa, apurou o Valor — falta entendimento entre as partes e o leilão que pretendiam participar foi cancelado.

Ao Valor, a Eneva disse que está negociando com o dono do projeto a extensão da opção de compra para termelétrica, até o próximo leilão — ainda sem data confirmada.

Outro risco de curto prazo ponderado nas avaliações se refere ao projeto de Azulão-Jaguatirica. Ali, a questão seria de complexidade logística do gás e da ponta distribuidora de energia, fator que independe da administração da Eneva. “Basicamente a Eneva tem que produzir o gás, colocar no caminhão, transportar por pouco mais de mil quilômetros passando pela floresta amazônica e despachar, tendo como contrapartida a Boa Vista Energia”, explica uma fonte.

A distribuidora foi vendida, há um ano e meio, pela Eletrobras ao consórcio Oliveira Energia e Atem. “O elo fraco nessa crise econômica é a distribuidora,

que nesse caso foi comprada por R\$ 50 mil por um consórcio com pouca experiência em energia elétrica, e com capital de giro limitado”, complementou.

A Eneva descarta esse risco. “O contrato de fornecimento de energia estabelecido com a distribuidora de Roraima a partir do projeto Azulão-Jaguaririca não corre risco creditício por ter a garantia do Sistema Brasileiro de Energia Elétrica”, afirmou a Eneva, em nota.

No longo prazo, o risco mais relevante considerado pelo grupo de trabalho ligado à Tietê diz respeito a novas descobertas de gás. Não encontrar novas reservas ou ter um volume novo limitado teria um peso de cerca de 25% do valor de mercado da Eneva, segundo as contas feitas pelo grupo de trabalho.

“A empresa entrou nas 13ª e 14ª rodadas por áreas que ficam até 250 quilômetros do ponto central do Complexo Parnaíba. Quanto mais distante da térmica está a produção de gás, mais tem que investir para conectar o gasoduto à infraestrutura existente”, diz um executivo próximo às conversas.

Ele se refere aos leilões da Agência Nacional de Petróleo (ANP) de 2015 e 2017, em que a Eneva adquiriu sete e cinco blocos exploratórios, respectivamente. “Há poucas informações sobre campanha exploratória na área da 13ª rodada histórico, anúncios de descobertas da 9ª rodada eram bem mais sequenciais e assertivas”, compara essa fonte.

A Eneva possui área sob concessão superior a 50 mil km² nas bacias do Parnaíba e Amazonas e produz gás de acordo com a demanda do Complexo Parnaíba. Além dos blocos exploratórios, são nove campos declarados comerciais. Comprou ainda seis blocos no primeiro ciclo da Oferta Permanente da ANP, em 2019.

Para um gestor que tem a ação da Eneva em carteira, ouvido pelo Valor, o volume de indícios de hidrocarbonetos e potencial reserva seriam suficientes para manter seu ritmo de crescimento — a exploração e produção estariam sendo postergadas por uma questão de melhor uso do balanço financeiro.

Na avaliação do grupo da Tietê, a Eneva precisa de novas reservas para atender o consumo esperado das térmicas ou pode ter problema no longo prazo — em torno de 2036. “Há um entendimento de alguns analistas de que a companhia tem mais gás do que precisa pelo percentual que ela despacha na planta. Mas quem determina isso é o regulador, ou seja, essa demanda pode aumentar”, diz uma pessoa próxima à Tietê. Procurada, a AES Tietê não comentou.

A Eneva afirma que as reservas de gás certificadas que tem no momento são suficientes para garantir todos os compromissos de entregas futuras. “A empresa acredita que as campanhas exploratórias terão sucesso no futuro, descobrindo novas reservas que vão agregar ainda mais valor aos negócios da companhia. O risco é intrínseco ao negócio de exploração e produção”, complementou.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 22/04/2020

Seção: Empresas

Autor: Letícia Fucuchima — De São Paulo

Título: Na fila para ser privatizada, Celg GT busca novos negócios

Enquadrada no programa de desestatizações de Goiás, a companhia elétrica Celg Geração e Transmissão (GT) tem desenvolvido novos negócios para incrementar seu portfólio de ativos antes do processo de privatização, previsto para ser conduzido neste ano. “A empresa tem uma capacidade muito boa de gerar caixa, é saudável e tem muito espaço para crescer. Implementamos uma gestão técnica, e poderemos entregar lucros superiores ao de 2019 nos próximos exercícios”, disse ao **Valor** o presidente da companhia, Lener Jayme.

Diferentemente de outras empresas que também devem ser privatizadas, a Celg GT é lucrativa: no ano passado, registrou lucro líquido de R\$ 71,1 milhões, 21,4% superior ao de 2018, enquanto o Ebitda (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) alcançou R\$ 78,5 milhões, alta anual de 14,2%. A situação de endividamento também é confortável: a relação dívida líquida e Ebitda atingiu 1,43 vez, patamar considerado saudável pelo mercado.

A maior parte das receitas da companhia está atrelada à transmissão de energia: são sete ativos, que somam quase mil quilômetros de linhas, sendo três empreendimentos próprios e quatro nos quais detém participação acionária. Já em geração, detém a concessão de Rochedo, que opera provisoriamente a usina de São Domingos, e participa como acionista das usinas Corumbá III e PCH Fazenda Velha.

A elétrica tem em desenvolvimento quatro projetos, todos na área de geração. O mais avançado é o de uma usina solar fotovoltaica com capacidade instalada entre 90 e 100 megawatts-pico (MWp), que atenderá o mercado livre de energia. Já há parceiros e local definidos para o empreendimento, mas a empresa não informou mais detalhes. Também estão em carteira projetos envolvendo três PCHs, que terão energia vendida nos leilões regulados do governo.

“Atuamos em segmentos extremamente vantajosos, pelos quais o mercado tem mostrado um interesse muito grande. Um exemplo é o leilão de transmissão de 2019, que contou com deságios expressivos”, afirma Jayme, que diz confiar no sucesso de uma eventual venda da empresa.

A Celg GT é remanescente do processo de desverticalização da Celg, conduzido entre 2005 e 2006, que gerou uma empresa dedicada à distribuição, a antiga Celg D, vendida à italiana Enel em 2016, e outra aos ativos de geração e transmissão.

Autorizada pelo legislativo estadual em dezembro, a privatização da elétrica faz parte de um amplo esforço do Estado para tentar aderir ao Regime de Recuperação Fiscal (RRF) do governo federal. O processo ainda está em estágio inicial: em fevereiro, foi aberto o procedimento de contratação de empresa ou consórcio para elaborar estudos e assessorar a venda.

Procurado, o governo de Goiás afirmou que os estudos de desestatização estão em andamento e “não foram suspensos”. “Continuam os levantamentos dos ativos para sanear a empresa para desestatizá-la, bem como os estudos de qual seria a melhor forma para realizar o processo, caso necessário”, disse, em nota.

Em relação à crise gerada pela pandemia da covid-19, o presidente da Celg GT afirma que, até então, os negócios não foram impactados. Embora esteja preocupado com a situação causada pelo novo coronavírus, o executivo avalia que, se houver socorro às distribuidoras de energia, que são a “porta de entrada” de recurso do setor elétrico, e estão mais expostas à crise, “difícilmente” a geração e transmissão serão prejudicados. Jayme destaca, porém, que a Celg GT tem capacidade financeira para enfrentar impactos no fluxo de caixa.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 22/04/2020

Seção: Agronegócios

Autor: Camila Souza Ramos — De São Paulo

Título: Tereos amplia aposta na exportação de açúcar

Para reduzir os impactos da dupla crise de preços e volume que atinge o mercado de biocombustíveis, e para mitigar os efeitos da redução da demanda de algumas indústrias por açúcar, a Tereos Açúcar e Energia Brasil - braço da francesa Tereos com faturamento anual de cerca de R\$ 3 bilhões - vai apostar em toda sua capacidade de produção do adoçante e aproveitar uma recém-reforçada estrutura logística de exportação para intensificar as vendas da commodity ao mercado internacional.

O movimento espelha o que vem ocorrendo em todo o Centro-Sul do país. Mas a migração açucareira da Tereos é mais significativa, uma vez que suas sete usinas no Brasil já têm um “DNA” açucareiro bem acima da média e a empresa já atua em diversos mercados, com fornecimento tanto para indústrias como para o consumidor final. Com forte contribuição de suas operações no Brasil, a Tereos é a terceira maior produtora de açúcar do mundo, com receita anual de mais de € 4 bilhões.

Assim, a companhia consegue migrar até 68% da cana para fabricar açúcar, enquanto na média das usinas do Centro-Sul o percentual deverá ficar em 45%, segundo algumas projeções, ante 34% em 2019/20.

“Temos atuação em exportação de açúcar branco, embarque de açúcar VHP [bruto], açúcar para o varejo e açúcar industrial, o que faz com que possamos direcionar produtos para um canal ou outro, dependendo da demanda e da relação de preços. Neste momento, é uma vantagem competitiva que temos”, afirmou Jacyr da Costa Filho, diretor da Região Brasil da Tereos, ao **Valor**.

Essa estratégia, porém, não faz a empresa prescindir do mercado de etanol, que agora enfrenta uma pressão adicional com o colapso das cotações do petróleo. O executivo, que também preside o Conselho do Agronegócio da Fiesp, disse que o governo precisa apresentar medidas “nesta semana” para impedir a desorganização de algumas empresas. Na semana passada, a cadeia produtiva pediu a criação de uma linha de R\$ 9 bilhões para estocar etanol e mudanças tributárias para melhorar a competitividade do biocombustível em relação à gasolina.

Para a Tereos, a virada açucareira deverá reduzir significativamente sua exposição ao etanol. Na safra passada (2019/20), das quase 20 milhões de toneladas de cana processada nas sete usinas da Tereos, 60% viraram açúcar, cuja produção foi de 1,6 milhão de toneladas. Nesta temporada, a empresa deverá moer quantidade similar de cana, mas o resultado da produção de açúcar será maior, próximo a 2 milhões de toneladas, a depender da produtividade nas lavouras.

A estratégia da múlti não significa, porém, que o mercado da commodity está imune a desafios em tempos de pandemia. Com mudanças de hábitos e redução de consumo fora de casa, algumas indústrias de alimentos já vêm solicitando a revisão de contratos de açúcar por perda nas vendas, disse o executivo.

A indústria de refrigerantes, por exemplo, uma das principais consumidoras industriais do açúcar brasileiro, registra cerca de 30% de retração nas vendas.

“Apesar de termos contratos, temos flexibilidade de volume nesses contratos e estamos direcionando para exportação mais açúcar branco”, afirmou Costa Filho. Ele ressaltou, porém, que não são todas as indústrias que estão reduzindo a demanda. Dentre os grandes clientes da Tereos no Brasil estão PepsiCo, Nestlé, Coca-Cola e Mondelez.

No exterior, há um vácuo no mercado resultante tanto de problemas de produção na Tailândia, segundo maior exportador do mundo, e da decisão de alguns países de restringir as exportações para priorizar o mercado interno, como na América Central. Na Índia também há problemas nos embarques, que estão sendo afetados pelo lockdown.

Nesse cenário, a companhia avalia que suas exportações do Brasil, normalmente destino de 50% do açúcar produzido, representarão parcela maior, entre 58% e 60%.

O escoamento do açúcar VHP deverá ser facilitado com o início da parceria da Tereos com a VLI, com a entrada em operação, em breve, de dois armazéns, em Guará e no Terminal da VLI no Porto de Santos, com capacidade conjunta de estocar 200 mil toneladas. A parceria prevê que a companhia poderá escoar por ferrovia até 1 milhão de toneladas de açúcar próprio e de terceiros. Nesta safra, o volume deverá chegar a uma quantidade “próxima” desse potencial.

Para embarques de açúcar branco, a Tereos já conta com a estrutura do Terminal Portuário de Paranaguá (Teapar), único capaz de embarcar açúcar branco de forma não containerizada (“break-bulk”), com capacidade para movimentar 600 mil toneladas ao ano, e onde a múlti tem 35% de participação.

Apesar da “saída pelo açúcar”, o executivo ainda guarda otimismo com o futuro do etanol. “Se houver algum legado dessa crise, deve ser a preocupação com a saúde pública. E acho que etanol vai fazer parte de políticas públicas não só no Brasil, mas em muitos países.”

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 22/04/2020

Seção: Finanças

Autor: Katie Martin — Financial Times

Título: Colapso do petróleo é um alerta para as bolsas

Desde o fim de março os mercados de ações e partes mais arriscadas do mercado de bônus encontram-se num rali, arrancado das profundezas do desespero por bancos centrais que estão pegando pesado

O colapso dos preços do petróleo é um alerta. Qualquer um que foi arrastado pelo rali nos mercados de ações desde o fim de março seria tolo em ignorar isso. Até mesmo pelos padrões dos últimos dois meses nos mercados, a escala da queda do petróleo é de tirar o fôlego. Pela primeira vez na história, na segunda-feira, ele entrou em território negativo.

Isso significa que petróleo demais está sendo bombeado, a demanda está pequena demais numa economia mundial paralisada e há pouco espaço para armazená-lo. Com isso os vendedores estão pagando aos compradores para ficarem livre desse petróleo.

Os otimistas rapidamente argumentaram que isso é apenas um detalhe técnico do mercado. Os problemas de armazenagem no curto prazo estão simplesmente apertando esse contrato nessa determinada parte do mundo. Eles observaram que não é tão incomum os preços do chamado contrato prévio de um mês caírem abaixo do custo do petróleo para entrega em data posterior. Em outras palavras: não há nada para ver aqui.

Mas isso é equivalente no mercado financeiro a dizer que o coronavírus é “apenas uma gripe”.

Um barril de petróleo trocando de mãos a - US\$ 40 não é normal. E mais: os preços do petróleo para entrega em outros períodos do ano, e de outras partes do mundo, agora estão caindo também. Os preços do WTI para entrega em junho fecharam ontem em queda de 43,36% para US\$ 11,74 o barril. Acontece que o mundo também não quer muito esse petróleo.

Isso é um alerta. Desde o fim de março os mercados de ações e partes mais arriscadas do mercado de bônus encontram-se num rali, arrancado das profundezas do desespero por bancos centrais que estão pegando pesado. O Federal Reserve (Fed, BC americano) prometeu comprar uma variedade enorme de bônus e está até mesmo apoiando o mercado de dívida de alto rendimento e alto risco. Isso derruba os rendimentos dos bônus e encoraja os investidores a abocanharem ações, o que eles vêm fazendo com empenho. No entanto, o Fed não está comprando petróleo.

É perfeitamente razoável comprar ações sob o pressuposto de que o Fed está amparando você, e a maioria dos gestores de fundos concordariam que os bancos centrais vêm sendo bem-sucedidos em neutralizar as ameaças ao sistema financeiro. Mas qualquer ideia de que esta é uma recuperação orgânica,

que as empresas e a economia vão superar o pior e voltar sem percalços ao normal, parece mal colocada.

E como alguns investidores corajosamente otimistas vêm apontando, a desaceleração da propagação do vírus em algumas partes do mundo é encorajadora. Mas por si só, isso não é encorajador o suficiente para apoiar uma alta de 26% no índice Standard & Poor's 500 (S&P 500) no último mês. Conforme alertou esta semana o principal estrategista global de ações do Goldman Sachs, Peter Oppenheimer:

“Este rali nos mercados de ações provavelmente está muito acelerado e já foi longe demais e provavelmente ainda há risco de queda a partir daqui”.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 22/04/2020

Seção: Opinião

Autor: Geoberto Espírito Santo

Título: Efeito corona

Em eletricidade, efeito corona é o resultado do contato intenso e elevado de um campo elétrico com partículas de ar, umidade ou poeira, e que emite uma luz sempre que são ionizadas. É comum verificarmos esse efeito nas linhas de transmissão (LTs) e, a depender da polaridade do potencial elétrico, pode ser positivo ou negativo. É visualizado em LTs expostas a chuva e garoas, podendo progressivamente danificar seu isolamento e causar grandes prejuízos com o desligamento repentino. É também conhecido como Fogo de Santelmo, o santo padroeiro dos marinheiros, porque antigamente costumavam observar essas luzes nos mastros dos navios, já que as nuvens induziam cargas elétricas nos mesmos e isso era uma indicação de tempestade.

Mas o efeito agora é o do coronavírus, afetando diretamente a economia e o processo de globalização, e que não deixará ilesos os setores energéticos do Brasil e do mundo. A OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico) já prevê para este ano uma retração em torno de 1,5% no PIB mundial. Cairia de 2% para 1,4% nos EUA, perderia 1,4% na China e limitava em 0,6% o da Europa. No Brasil, os economistas apostam que, dos 2,2% projetados, deverá ficar em -2,96%, segundo o boletim Focus do Banco Central. Os prejuízos no mundo já são enormes: US\$ 113 bi no setor aéreo, US\$ 7 bi na navegação, US\$ 5 bi na indústria do cinema e de US\$ 1 bi nos eventos. Para a OCDE, pode chegar a uma redução de 15% nos investimentos diretos, ou seja, um volume perto de US\$ 1,4 trilhão que deixará de gerar riqueza.

Os impactos do coronavírus no meio ambiente são positivos. A China emitiu 25% a menos de CO₂, 150 milhões de toneladas métricas a menos que no mesmo período de 2019. Comparando, esse é o volume que a cidade de Nova York emite por ano

Crescimento econômico está intimamente ligado ao comportamento da demanda de energia, que o diga o índice elasticidade consumo de energia/renda, impactando o planejamento, o investimento na energia a ser gerada, transportada, contratada por tarifas ou preços, voltando seus reflexos no bolso dos consumidores e no balanço das empresas. Nesse cenário, e sem acordo entre a Opep (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) e a Rússia (produz barril de óleo a US\$ 20) para cortar produção e equilibrar os preços, surgiu o “cisne negro”. A Arábia Saudita, que produz petróleo a US\$ 10/barril, passou a vendê-lo em torno de US\$ 27, uma ameaça ao óleo e gás natural do pré-sal, pois os custos da Petrobras estão entre US\$ 20 e US\$ 30 o barril.

O efeito coronavírus na carga de eletricidade em vários países são de queda, já registrada pela consultoria Thymos Energia na comparação de março/2020 em relação a março/2019. Na França (-20,4%); na Itália (-12,3%); no PJM, maior mercado atacadista nos EUA (-9,4%); em Portugal (- 5,4%) e na Espanha (-3,9%). Apenas na Alemanha o registro é positivo em 0,5%. A China, onde parece que tudo começou, não é citada pela inexistência de dados oficiais de consumo de energia elétrica em tempo real.

No caso do Brasil, a consultoria apontou resultados em 4 (quatro) cenários: a) otimista (-1,6%); b) moderado (- 4,4%); c); pessimista (- 8,4%); d) catastrófico (- 14,3%). Vale salientar que estudos dessa mesma consultoria, feitos antes do coronavírus, era de um crescimento entre 3% e 4% nesse ano.

Um dos indicadores que pode ser afetado diretamente, e que é de vital importância na modelagem de modernização do setor, é o PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), pois depende do ritmo do consumo, da meteorologia e do nível de carga que é estimado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Já vem registrando o patamar mínimo regulatório de R\$ 39,68/ MWh em dois submercados, tendendo a ficar assim nos próximos dois meses.

No que se refere aos impactos do coronavírus no meio ambiente global, são positivos. Segundo estudos do Centro de Pesquisa de Energia e Ar Limpo (Crea), com sede nos EUA, fez com que a China emitisse 25% a menos de dióxido de carbono, quando nas últimas três semanas foram 150 milhões de toneladas métricas de CO₂ a menos que no mesmo período no ano passado. Fazendo uma comparação, esse volume equivale a todo o CO₂ que a cidade de Nova York emite por ano.

Naquela tese que temos de reduzir drasticamente as emissões de CO2 para salvar o planeta para as próximas gerações, por um lado registramos o avanço quase que exponencial das fontes renováveis em todos os países e, no outro, informações que as emissões de CO2 não baixaram, e até aumentaram, segundo o objetivo de quem dá a notícia. É claro que a frase acima dá uma bela tese a ser desenvolvida e muitos debates em função da visão de cada um em relação aos diferentes ângulos da questão energia x meio ambiente.

Em prisão domiciliar, com tempo para pensar no que se é, no que se tem e no que fazemos na vida, recorro aos livros de James Lovelock: “A Vingança de Gaia” (2006) e “Gaia-Alerta Final” (2009), para nessas linhas simplificar, e talvez até generalizar, uma conclusão. Vale salientar que Gaia é uma deusa da mitologia grega, um nome utilizado como metáfora para a Terra Viva. Lovelock é um pesquisador independente e ambientalista que nasceu em Letchworth Garden City, no Reino Unido, e hoje, com 100 anos de idade, vive na Cornualha, oeste da Inglaterra. Tem outros livros em inglês, que não foram traduzidos para o português, e mais de 200 artigos científicos publicados.

Lovelock sempre trabalhou com uma visão holística da vida e da evolução no planeta. Suas teses, no início, sempre foram muito criticadas, como a de que “organismos vivos modificam seu ambiente inorgânico de maneira favorável à sua sobrevivência, formando um sistema que funciona de maneira semelhante a um único organismo vivo”. O cientista argumenta que a Terra já viveu e conseguiu escapar de fenômenos extremos, como foi o caso das eras glaciais, e coloca sempre a pergunta de como a humanidade pode ajudar a regular os sistemas materiais da Terra.

Deixo para reflexão a questão de uma crise, tipo essa do coronavírus, como uma resposta da própria natureza das coisas na resolução de problemas que o homem não conseguiu resolver. Em resumo, a tese de Lovelock é que, cabe ao homem a sua autopreservação por meio de atitudes urgentes e com humildade diante da potente Gaia.

Geoberto Espírito Santo é engenheiro da GES Consultoria, Engenharia e Serviços.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Data: 22/04/2020

Seção: Economia

Autor: EDUARDO GAYER, FERNANDA NUNES E MARIANA DURÃO

Título: Petróleo tem novo dia de queda no mercado

No Brasil, arrecadação com royalties deve despencar e pequenas petroleiras afirmam que só aguentarão mais duas semanas

Em mais uma sessão de derretimento dos preços, o petróleo despencou ontem no mercado internacional. Causada pelo descompasso entre oferta e demanda em meio à pandemia da Covid-19 e pela iminência de lotação dos locais de estoque da commodity nos Estados Unidos, a crise no setor pressionou com força os contratos do produto. Um dos contratos de maior liquidez, na New York Mercantile Exchange (Nymex), o petróleo WTI para junho fechou em queda de 43%, a US\$ 11,57. Na Internacional Exchange (ICE), o petróleo Brent para o mesmo mês encerrou com recuo de 24%, a US\$ 19,33 o barril, menor valor desde 2002.

Já o contrato do petróleo WTI para maio, que venceu ontem e que, na segunda-feira, havia sido cotado no terreno negativo, fechou em alta de 127%, a US\$ 10,01 o barril. Com a queda drástica na demanda, decorrente da retração da atividade global, os centros de estocagem de petróleo nos EUA estão cheios, o que faz com que os produtores queiram se desfazer da commodity o quanto antes para não ter de arcar com os custos de armazenagem. O banco Morgan Stanley estimou que os estoques em Cushing, principal centro de estocagem nos EUA, podem chegar ao limite até junho. Para reverter a situação, operadores esperam o anúncio de um corte de produção no Texas a qualquer momento.

Ontem, o presidente americano, Donald Trump, escreveu em seu Twitter que tem a intenção de criar um plano para oferecer fundos à indústria de petróleo e gás. Há possibilidade de as petroleiras brasileiras também reduzirem novamente suas produções, segundo Clarissa Lins, presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (IBP), que reúne as grandes petroleiras operadoras no País. No primeiro dia deste mês, a Petrobrás já havia anunciado a redução de quase 10% do que extrai em seus campos. Ainda não há informação de cortes feitos por outras empresas atuantes no Brasil.

Apenas a norueguesa Equinor informou a suspensão do seu principal projeto, o de Peregrino, na Bacia de Campos, mas por razões operacionais. A queda no preço da commodity terá impacto negativo também para as contas públicas do País. A expectativa é que a arrecadação de royalties despenque em 2020. O dólar em alta atenuará um pouco o quadro, mas ele segue crítico, pois as variáveis preço e produção estão recuando. “Países com custo de produção muito elevado, como o do shale (xisto) nos EUA e a exploração em águas profundas, caso do Brasil, vão sofrer mais”, afirma o professor do Instituto de Economia da UFRJ, Helder Queiroz.

Ainda no campo doméstico, as micropetroleiras também devem sofrer. Segundo a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo (Abpip), pequenas e médias empresas nacionais produtoras de petróleo devem ter uma sobrevida de no máximo duas semanas caso a cotação da commodity se mantenha no patamar atual. Com a persistência desse cenário, 13 mil pessoas podem ficar desempregadas, de acordo com a entidade, que reúne operadores de 80 campos do País.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Data: 22/04/2020

Seção: Editorial

Autor:

Título: O colapso do petróleo

Com redução da demanda devido à pandemia, setor enfrenta desordem inédita de preços

Os danos econômicos provocados pela pandemia de Covid-19 seguem em espiral ascendente no mundo. A operar com uma fração de sua capacidade, setores inteiros, como aviação, turismo e entretenimento, têm sua sobrevivência ameaçada.

Outra vítima notável, por sua dimensão e importância, é o segmento de energia, notadamente a produção de petróleo. O mercado, que já operava com excesso de oferta e preços cadentes mesmo antes da crise, agora enfrenta talvez o seu maior desafio histórico.

A queda da demanda estimada para o segundo trimestre chega a 30 milhões de barris por dia, cerca de 30% da produção mundial.

Paliativos recentes, como o corte de produção de 10 milhões de barris acordado pelos membros da Opep (organização de países exportadores) e pela Rússia, com inédito beneplácito dos Estados Unidos, mostram-se insuficientes contra o derretimento dos preços.

O tamanho do desajuste se revelou plenamente nos últimos dias, quando os preços dos contratos para entrega em maio de óleo da categoria WTI (West Texas Intermediate), que serve de referência no mercado americano, caíram abaixo de zero pela primeira vez.

O fenômeno desafia a intuição e decorre da aproximação dos limites de estocagem no ponto central de entrega e distribuição, no estado americano de Oklahoma. Sem lugar de armazenamento, ninguém quer receber o produto —

daí os preços negativos, que não deixam opção que não seja cortar de forma radical sua produção.

Embora o fenômeno por ora esteja restrito ao mercado americano, a referência internacional, o Brent, também poderá ter destino parecido. Em todo o mundo os tanques de armazenamento estão sendo ocupados, e a Agência Internacional de Energia estima que os limites estejam a poucas semanas.

Os preços do Brent também caíram abaixo de US\$ 20 nesta semana, patamar insuficiente para cobrir os custos de boa parte da indústria. A situação poderá levar à redução desordenada da produção, com risco de uma avalanche de insolvências de empresas menores.

A destruição da capacidade, por sua vez, ameaça resultar em altas abruptas de preços adiante, com a recuperação da economia mundial.

O cenário exige máxima cautela do setor, portanto. A Petrobras já tomou providências, como o corte de 200 mil barris por dia de sua produção e a redução do plano de investimentos e custos administrativos. Felizmente o esforço de redução de dívidas dos últimos anos evita agora um mal maior, mas novos ajustes podem ser necessários.

VEÍCULO: O Globo

Data: 22/04/2020

Seção: Economia

Autor: RAMONA ORDONEZ

Título: Petróleo negociado em Londres tem menor preço desde 2002

Barril do Brent, referência para o mercado brasileiro, fecha a US\$ 19,33

Um dia após a cotação do barril de petróleo do tipo WTI (West Texas Intermediate) para entrega em maio ter fechado em terreno negativo pela primeira vez, os contratos da commodity para junho tiveram ontem forte queda no mercado americano, mostrando que o problema de excesso de estoques não se limita ao curto prazo. Além de nova queda do WTI, o barril do tipo Brent, negociado em Londres e que é referência para a produção de petróleo no Brasil, fechou abaixo de US\$ 20, no menor nível desde fevereiro de 2002.

Segundo especialistas, essa cotação ainda pode recuar para a casa dos US\$ 10. A desvalorização do Brent acende um sinal de alerta na indústria de óleo e gás. O preço do barril neste patamar inviabiliza investimentos em exploração e produção. Além disso, municípios e estados produtores devem ter perda de arrecadação de royalties na faixa de 40%.

IMPACTO NA PETROBRAS

A pandemia de coronavírus reduziu em cerca de 30% a demanda global por petróleo com a queda no consumo de combustíveis decorrente da paralisação de atividades econômicas em muitos países. A matéria-prima é negociada por meio de contratos no mercado futuro, cada um com um prazo específico para entrega do produto. Apenas os de WTI que vencem em maio entraram no terreno negativo na segunda-feira, quando a cotação fechou em -US\$ 37,63. Na prática, investidores estavam pagando para se desfazer do petróleo porque falta capacidade de estoque nos EUA.

Ontem, os contratos para junho do WTI caíram 43% e fecharam em US\$ 11,57. O de maio fechou em US\$ 10,01, depois de passar a maior parte da sessão no negativo. O Brent de junho fechou em US\$ 19,33, baixa de 24%, no menor nível desde 2002, mas chegou a ser cotado a US\$ 18,10 na mínima, valor mais baixo desde dezembro de 2001.

Países-membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opec) se reuniram ontem por videoconferência para analisar a “situação dramática” e reiteraram seus compromissos de ajustar a produção. Na semana passada, o cartel e aliados anunciaram corte histórico de 10% na produção diária. Nos EUA, o presidente Donald Trump mandou seu gabinete preparar um plano de emergência com possível injeção de recursos públicos nas petroleiras. Afirmou numa rede social que não deixaria o setor americano de petróleo e gás “quebrar”.

Embora os barris WTI e Brent sejam negociados em mercados distintos, a dinâmica de um influencia o outro. Giovani Loss, especialista em óleo e gás do escritório Mattos Filho Advogados, explica que a queda do Brent reflete a expectativa de que os EUA exportem seu excedente de petróleo. Para Cláudio Pinho, especialista em óleo e gás, a retomada gradual das atividades econômicas nos países pode contribuir para uma recuperação do mercado, mas os preços deverão ficar um bom tempo entre US\$ 30 e US\$ 36, reduzindo a rentabilidade das petroleiras.

Neste cenário, a Petrobras deve frear ainda mais os investimentos. Para Pinho, a incerteza sobre a duração da crise leva à reavaliação de projetos:

— Isso não vai afetar apenas os investimentos da Petrobras no pré-sal, mas todo o setor.

Com a crise do petróleo, as principais Bolsas americanas e europeias fecharam em baixa. (*Com agências)

VEÍCULO: O Globo

Data: 22/04/2020

Seção: Economia

Autor: RENNAN SETTI

Título: Banco dá novo fôlego à fusão bilionária no setor elétrico

BNDES exige que acionistas decidam sobre proposta de união da Eneva com a AES Tietê, um negócio estimado em R\$ 6,6 bi

O BNDES deu novo fôlego a um negócio no mercado de energia estimado em R\$ 6,6 bilhões. O banco, que tem participação na AES Tietê, enviou carta à geradora de energia exigindo que ela convoque assembleia para que os acionistas decidam sobre a oferta de fusão com a rival Eneva. A proposta havia sido rejeitada por unanimidade pelo conselho da AES Tietê no domingo.

A Eneva apresentou sua oferta hostil de fusão em 1º de março, mas o conselho da AES Tietê decidiu contra a operação, questionando o preço e o formato da transação, que previa pagamento parcial (R\$ 3,85 bilhões) em ações da Eneva. Os conselheiros votaram pela rejeição da oferta, inclusive o representante do BNDES no colegiado. Mas o banco observou na carta que o conselheiro indicado por ele, Sérgio Weguelin, é independente.

A BNDESPar argumentou que é dever da companhia convocar essa assembleia se a Eneva não apresentar novos termos para a fusão até 30 de abril. Segundo ela, caso não faça isso, o conselho da empresa estará infringindo deveres fiduciários, o que poderia levar a punições pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

O BNDES é o fiel da balança porque detém 28,41% do capital social da AES Tietê, fatia maior que a detida pela AES Holdings, subsidiária da americana que controla a empresa.

Mas o grupo americano tem mais de 60% das ações ordinárias, mandando de fato na empresa. O BNDES defendeu, porém, que acionistas como ele, donos de ações preferenciais (sem poder de voto), possam votar na assembleia — situação prevista no estatuto da empresa para decisões dessa importância e nas regras do nível 2 de governança da B3, no qual a AES Tietê está listada.

Em carta ao conselho da AES Tietê, a AES Holdings disse ter consultado especialistas e que, segundo eles, mesmo com o voto dos donos de ações

preferenciais, o negócio não pode ser fechado sem aval da maioria dos donos de ações ordinárias (com voto), ou seja, sem anuência da AES Holdings.

Segundo a BNDESPar, o envio da carta não significa que ela apoie a concretização do negócio. Mas ele seria estratégico para os planos do BNDES de se desfazer de participações em sua carteira de ações.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Data: 22/04/2020

Seção: Economia

Autor: Rosana Hessel

Título: Petróleo derrete e bolsas sentem o baque

As principais bolsas internacionais encerraram o pregão de ontem no vermelho abaladas pelo derretimento dos preços do barril do petróleo. A queda na demanda devido à recessão global que está se formando provocada pela pandemia da Covid-19, aumentou os custos de estocagem. Com isso, as cotações da commodity desabaram como jamais visto antes.

Um dia após ficarem abaixo de zero pela primeira vez, os contratos futuros para o óleo tipo WTI (West Texas Intermediate), referência no mercado dos Estados Unidos, foi negociado em Nova York a US\$ 11,57, com desvalorização 43,4% para entrega em junho, valor sem precedentes desde criação desses contratos futuros, em 1983. Já o contrato para maio, que venceu ontem para entrega até sexta-feira, registrou alta de 126,8% sobre o fechamento negativo da véspera, cotado a US\$ 10,01 o barril, valendo menos do que uma pizza.

As bolsas norte-americanas encerraram o dia no vermelho. Apesar de a Bolsa de Valores de São Paulo (B3) estar fechada, ontem, devido ao feriado de Tiradentes, os papéis das empresas brasileiras negociados em Nova York registraram queda. O índice Dow Jones, recuou 2,67%, e o Nasdaq encolheu 3,48%. O fundo EWZ, que representa as ações das empresas brasileiras na bolsa norte-americana, teve retração de 3,3% e continuou caindo 0,8% após o fechamento. Os ADRs (American Depositary Receipts) da Petrobras e da Vale chegaram a desabar mais de 4% durante a tarde, mas encerraram com quedas de 3,5% e 2,5%, respectivamente.

Na Europa, onde o petróleo tipo Brent é negociado e serve como base para os mercados internacionais, as bolsas fecharam a terça-feira no vermelho, a exemplo dos mercados asiáticos. Londres cedeu 2,96%. Paris encolheu 3,7% e Frankfurt, 3,99%. Madri recuou 2,88% e Milão, 3,59% e Tóquio, 1,97%.

Novo alerta

O barril do petróleo tipo Brent chegou a ser negociado abaixo de US\$ 20, disparando novo alerta no mercado. A queda para os contratos com vencimento em junho foi de 24,4%, a US\$ 19,33 o barril, menor valor desde 2002. Para operadores, os governos agora deverão começar a se preocupar também com a indústria petrolífera e desenhar pacotes de socorro para evitar a quebra de empresas, que passaram a operar no prejuízo. A preocupação é com o fim de junho, quando os novos contratos vencerem, com preços voltando ao negativo.

Na tarde de ontem, o presidente dos Estados Unidos, Donald Trump, escreveu nas redes sociais que pediu ao seu gabinete um plano para socorrer a indústria petrolífera norte-americana. A sinalização de Trump foi um alento para os operadores.

“Petróleo abaixo de US\$ 20 não beneficia ninguém. O preço e o consumo estão caindo juntos, e esse movimento é diferente do que ocorria no passado, quando a cotação caía e a demanda, subia. Agora, os dois caem. O mercado está irregular e não consegue se corrigir. A saída vai ser uma intervenção dos governos”, explicou o especialista em energia Adriano Pires, diretor do Centro de Estudos de Infraestrutura (CBIE).

O analista lembrou que a queda nos ADRs da Petrobras refletem um pouco esse cenário, uma vez que o custo de equilíbrio do petróleo na região do pré-sal atualmente está entre US\$ 30 e US\$ 35. “A estatal vem diminuindo a produção, reduzindo jornada, cortando investimentos e adiando o programa de venda de subsidiárias para tentar sobreviver a essa crise, mas o governo brasileiro terá que intervir também”, alertou.

Com as incertezas de quando a crise do coronavírus será resolvida, a tendência é de que os preços do petróleo continuem caindo, na avaliação de Pires. Ele lembrou que a cotação negativa do WTI, decorre do fato de o custo da estocagem e do transporte estarem maiores do que o preço da commodity.

Pires observa que o momento atual é totalmente atípico e os governos terão que pensar em soluções keynesianas para socorrer a economia e a indústria de petróleo, apesar da resistência da atual equipe econômica. “Não haverá saída e o custo vai ser muito mais alto do que o governo brasileiro está prevendo. É só olhar para a Alemanha, que gastará 50% do PIB. Sempre digo que não tem ateu em trincheira e nem ideologia na crise. O momento é crítico, os gastos precisam ser feitos, mas com cautela. Depois que a crise passar, se voltará a pensar em fazer ajuste fiscal”, explicou.

Pablo Spyer, diretor da Mirae Asset, acredita que a Bolsa de Valores de São Paulo (B3) deve abrir hoje em queda, ajustando o tombo das bolsas americanas

e dos ADRs brasileiros. Ele também acredita que haverá uma intervenção no mercado. “Se os Estados Unidos não intervierem e as economias não reabrirem, a tendência é de que o petróleo fique pressionado para baixo, porque está caríssima a estocagem, já que os reservatórios estão cheios”, afirmou.

Cenário de PIB baixo

O ministro da Economia, Paulo Guedes, tenta mostrar otimismo nas teleconferências que faz com operadores do mercado financeiro e afirma que a economia brasileira vai “surpreender o mundo”, em uma retomada mais forte, como em um V, após a recessão profunda provocada pela pandemia. Tais declarações, no entanto, são vistas com desconfiança entre analistas.

Na avaliação de especialistas ouvidos pelo Correio, a certeza é que o Brasil continuará crescendo pouco e menos do que seus pares pós-pandemia, porque entrou em uma crise mais profunda internacional sem se recuperar da recessão anterior, causada internamente. Nem as previsões mais otimistas do Fundo Monetário Internacional mostram retomada do Brasil mais acelerada do que as de demais países em 2021, após o tombo generalizado este ano. Para o ano que vem, o FMI prevê crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) mundial de 5,8%, enquanto o país deve avançar 2,9%, empatando com a Bolívia e só ganhando da Venezuela, que encolherá 5%. O organismo multilateral prevê queda de 5,3% no PIB brasileiro em 2020, e aumento do desemprego para 14,7%.

Sergio Vale, economista-chefe da MB Associados, prevê crescimento de apenas 2% no ano que vem e “com viés de baixa”. “O governo vai precisar usar muita política fiscal para evitar queda maior no PIB. Estamos prevendo recuo de 4,7%, e a dívida pública bruta próxima de 90% do PIB. Com isso, a saída da crise será muito difícil, porque não tem política fiscal para estimular a economia e porque o governo precisará fazer um grande aperto fiscal no ano que vem”, resumiu.

“O Brasil cresce pouco e vai continuar perdendo de braçada nesse cenário global, porque não faz uma quarentena de verdade e está muito longe ainda do cenário de retomada”, afirmou a economista Monica de Bolle, pesquisadora do Peterson Institute for International Economics, de Washington. Ela calcula retração de 6% a 9% no PIB neste ano e faz um alerta para o fato de que não haverá uma curva em V de recuperação, como Guedes espera, em 2021, mas um ziguezague devido às quarentenas intermitentes.

Na avaliação do economista-chefe para a América Latina do Goldman Sachs, Alberto Ramos, o Brasil não tem fôlego para crescer mais do que seus pares porque não há espaço fiscal para ajudar na retomada. Para ele, a reforma da Previdência não foi suficiente para melhorar o quadro fiscal e a crise política

que o presidente Jair Bolsonaro vem criando ajudará o país a afundar mais. “Há muitas incertezas quando o chefe do Executivo só pensa em reeleição”, lamentou. **(RH)**

MME / ASCOM .