

Ministério de Minas e Energia**Assessoria de Comunicação Social - ASCOM****Sumário**

VEÍCULO: Folha de S. Paulo	2
Título: Consumo de aço sobe 2,3%, mas setor deverá revisar projeções.....	2
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo.....	2
Título: Chineses vão tocar obras do linhão de Belo Monte	2
Título: No BNDES, teto para repasse é 60% do lucro.....	4
VEÍCULO: Correio Braziliense.....	5
Título: Desvios até na energia	5
Título: Investigação na Noruega.....	6
VEÍCULO: Valor Econômico	7
Título: Royalties reforçam caixa do Rio.....	7
Título: Regras de concessão de gasodutos podem ser flexibilizadas.....	8
Título: Consumo de gás natural aumenta 8,5% em abril	10
Título: Tarifa na autoprodução suscita debate acalorado	11
Título: Sem investimento, produção de petróleo cai na Venezuela	12
Título: Após três anos, setor petrolífero se adapta a preço menor	14
Título: Destaques	16
Título: Curtas	17
Título: Desavenças entre Nippon Steel e Ternium chegam ao México	17
Título: Petrobras fecha acordo nos EUA	19
Título: Minério volta a subir, mas projeção para o ano é de baixa.....	20
Título: Indústria de etanol expande a capacidade nos EUA.....	21
Título: Derivativos engordam lucro líquido da Raízen	23

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção: Mercado / colunas****Autor: Maria Cristina Frias****Título: Consumo de aço sobe 2,3%, mas setor deverá revisar projeções**

O consumo aparente (produção interna mais importações) de aço no Brasil aumentou 2,3% nos cinco primeiros meses deste ano, na comparação com o mesmo período de 2016, segundo o Instituto Aço Brasil.

Foram consumidas 7,6 milhões de toneladas até maio.

A melhora é mais um reflexo da base ruim de comparação e menos de uma retomada da economia, diz Marco Polo de Mello Lopes, presidente-executivo da entidade.

"O crescimento ainda é muito marginal. O uso da capacidade [produtiva] está em 63%, sendo que, pelas características dos nossos equipamentos, deveria estar acima de 80%", afirma.

"Provavelmente vamos fazer uma revisão para baixo [das projeções do setor para este ano] daqui a 10 a 15 dias."

A estimativa atual do Aço Brasil é que o consumo aparente cresça 2,9% em 2017, em relação ao ano passado.

A indústria reivindica medidas que tenham efeito a curto prazo, sobretudo nas vendas externas, diz Lopes.

Entre elas, estão mudanças nas regras de conteúdo local e o aumento da alíquota do Reintegra (regime que compensa exportadores).

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Seção: Economia****Autor: André Borges****Título: Chineses vão tocar obras do linhão de Belo Monte**

Aneel repassou à companhia trechos que não foram executados pela espanhola Abengoa, em crise financeira

As obras atrasadas da linha de transmissão da hidrelétrica de Belo Monte trocaram de dono. Depois de mais de um ano gasto em disputas judiciais, a

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) retirou da espanhola Abengoa os trechos das obras que a companhia não executou, repassando esses projetos para a chinesa State Grid. É grande a preocupação do governo com a conclusão da linha de transmissão, que precisa estar pronta para distribuir energia da hidrelétrica em fevereiro do ano que vem. A linha de mais de 2 mil km de extensão, entre Pará e São Paulo, é erguida pela concessionária BMTE, liderada pela chinesa State Grid.

A execução desse empreendimento tem caminhado para cumprir seu prazo, mas a linha depende de alguns trechos e subestação de energia que pertenciam à Abengoa para que entre em operação. A companhia espanhola adquiriu os projetos em leilão em 2013, mas não executou nenhuma obra. Além da linha da BMTE, há ainda previsão para que outra rede paralela, da concessionária XRTE, também controlada pela State Grid, seja acionada em dezembro de 2019. Essa malha também precisa que os trechos da Abengoa estejam em ordem para poder entrar em operação.

Ao decidir por retirar o projeto da companhia espanhola, que quebrou financeiramente, a Aneel argumentou que, além de não ter meios de escoar a energia da hidrelétrica em construção em Vitória do Xingu (PA), o custo desse atraso teria de ser pago por cada um dos consumidores de energia de todo o País. O prejuízo foi estimado em mais de R\$ 1,5 bilhão ao ano.

Imbróglio. No acordo firmado entre a Aneel e a concessionária BMTE, o investimento previsto para a subestação que era da Abengoa será de R\$ 69 milhões, custo bancado com o aumento de receita a ser paga para a concessionária. A autorização foi dada em março, com previsão de que as obras sejam executadas no prazo máximo de 12 meses.

O ministro de Minas e Energia (MME), Fernando Coelho Filho, já admitiu que há riscos de a energia gerada pela hidrelétrica de Belo Monte, no Pará, não ter condições de ser 100% distribuída para o País a partir do início de 2018, por conta de atrasos nas obras da principal linha de transmissão que vai se conectar à usina.

Depois de tentar resolver o imbróglio que envolve as obras que serão executadas pelos chineses para escoar a energia para a região Sudeste, falta dar um destino a outros projetos da Abengoa que ainda não têm solução. A empresa é dona do contrato do chamado "linhão pré-Belo Monte", um projeto de 1.854 km de extensão que segue para a região Nordeste e que está parado.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Seção: Economia****Autor: Lorena Rodrigues****Título: No BNDES, teto para repasse é 60% do lucro**

Governo também vai definir limites para o Banco do Brasil, Petrobrás, Eletrobrás e outras estatais até fevereiro do ano que vem

O governo vai colocar um limite nos repasses feitos anualmente pelas empresas estatais para o Tesouro Nacional. Esses recursos têm contribuído para fechar as contas públicas. Mas a ideia agora, segundo o governo, é proteger o caixa dessas empresas e evitar um repasse "predatório" de recursos que no futuro possa representar um problema para os investimentos das estatais. Sem limite, os repasses feitos ao Tesouro chegaram, em alguns casos, a superar o próprio lucro das estatais.

O BNDES, instituição 100% controlada pelo Tesouro, foi a primeira da lista: poderá repassar, no máximo, 60% de seu lucro líquido. O limite foi incorporado pelo banco ao seu estatuto no fim do ano passado. De 2002 a 2016, segundo dados do próprio banco, a média de repasse de dividendos (fatia do lucro distribuída anualmente aos acionistas de uma empresa) foi de 91%. Nos últimos 15 anos, apenas em três exercícios o percentual enviado para engordar o caixa do Tesouro foi inferior ao limite de 60%.

O uso excessivo de dividendos de estatais para garantir o superávit primário foi muito criticado, sendo considerado uma das pernas da "contabilidade criativa" adotada no governo Dilma Rousseff. O próximo a adotar o teto, também de 60%, será o BNDES-Par, braço de participações do BNDES. O governo trabalha com um cronograma para definir limites também para o Banco do Brasil (31 de julho); Petrobrás (30 de setembro); Eletrobrás (30 de novembro); empresas dependentes do Tesouro (31 de dezembro), e demais estatais (até 28 de fevereiro de 2018).

"Temos de blindar as empresas para trazer resultados para o acionista, mas que isso não seja feito a ponto de desequilibrar econômica e financeiramente nossas estatais", disse o secretário de Empresas Estatais do Ministério do Planejamento, Fernando Soares. "Tenho de distribuir dividendos. É importante e ajuda o fiscal. Mas isso não pode ser feito a ponto de desequilibrar a empresa e eu ter um problema daqui a alguns anos, ter de fazer um aporte e ter novo problema fiscal", explicou.

Contas. No caso do BNDES, de acordo com dados do banco de fomento, foram pagos em dividendos e juros sobre o capital próprio à União R\$ 74,6 bilhões de

2002 a 2016. Em alguns casos, o valor pago em dividendos chegou a ultrapassar o lucro líquido. Em 2002, o banco lucrou R\$ 5,5 bilhões e pagou, no ano seguinte, R\$ 6,06 bilhões em dividendos referentes ao exercício (110,37% do lucro). Em 2006, o lucro registrado pela instituição foi de R\$ 6,3 bilhões, enquanto o pagamento de dividendos somou R\$ 7,2 bilhões (113,95%).

Entre os exercícios de 2010 e 2013, os valores pagos como dividendos ficaram sempre acima de 90% do lucro. A partir do exercício de 2014 (com repasses feitos já em 2015), esses valores caíram gradualmente, ao mesmo tempo em que o Tribunal de Contas da União (TCU) começou a questionar os métodos utilizados para fechar as contas do governo. Em 2016, o valor distribuído foi de 24,5% do lucro. Soares evitou fazer uma avaliação dos montantes repassados para a União pelas estatais nos últimos anos, mas afirmou que o percentual máximo de 60%, no caso do BNDES, será suficiente para preservar o caixa do banco e garantir o reinvestimento do capital no setor produtivo. Cada estatal terá um limite fixado de acordo com o seu perfil.

Para o diretor da Instituição Fiscal Independente do Senado, Felipe Salto, a iniciativa é positiva, porque aumenta a transparência e protege as estatais. "Vai ser mais fácil para o cidadão acompanhar e isso evita os problemas que tivemos recentemente com a elevada contabilização de dividendos."

Legislação. Segundo Soares, a limitação do valor repassado vai adequar as empresas à nova Lei das Estatais. O texto legal prevê, genericamente, que seja criada uma política para a distribuição de dividendos, mas o governo quer ir além, ao estipular o teto incorporado aos estatutos. No caso das empresas de capital aberto, como Petrobrás, Banco do Brasil e Eletrobrás, este limite terá de ser aprovado em assembleia de acionistas. "Tenho de observar a lógica de cada empresa e a lógica do setor. Eu não posso fazer em uma empresa de petróleo o que eu faço num banco, ou num porto", disse.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Cidades / colunas

Autor: Ana Maria Campos

Título: Desvios até na energia

O aluguel de geradores de energia para a obra do estádio é questionado pelos técnicos do Tribunal de Contas. A Companhia Energética de Brasília (CEB) construiu uma subestação nova para o estádio e, a partir de outubro de 2010, a arena passou a contar com energia confiável. Ainda assim, em um período de mais de dois anos, apesar de a obra só ter sofrido sete horas de interrupção de energia, o consórcio alugou geradores por 29.859 horas. Fora isso, segundo o

levantamento, o valor médio mensal do aluguel dos equipamentos estava superfaturado em 121%.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Política

Autor:

Título: Investigação na Noruega

Um dos destinos do presidente Michel Temer nesta semana, a Noruega amplia a investigação sobre o pagamento de propina por parte de suas empresas para ex-diretores da Petrobras. Na quinta-feira, Temer terá um encontro com empresas do país para incentivá-las a investir no Brasil. De acordo com o governo, Oslo já é o oitavo maior investidor no país, principalmente no setor de petróleo.

Em março, os tribunais suíços deram o sinal verde para que extratos bancários e documentos sobre três ex-diretores da Petrobras e operadores envolvidos em transações fossem enviados para procuradores em Oslo. O caso envolveria quatro contas bancárias em Zurique e em Genebra, que teriam sido alimentadas com recursos ilegais. A suspeita é de que os ex-funcionários da estatal brasileira tenham recorrido a intermediários de empresas escandinavas para abastecer as contas com dinheiro oriundo de propinas pagas em esquema de conluio e desvios revelado no Brasil pelas investigações da força-tarefa da Operação Lava-Jato. Os nomes dos beneficiados pelo dinheiro suspeito, porém, não foram revelados.

“Podemos informar que o escritório do Procurador-Geral da Suíça recebeu e está executando um pedido de assistência mútua por parte da Noruega”, afirmou o Ministério Público suíço em um comunicado. O MP de Oslo pediu a ajuda dos suíços e os dados já chegaram até o gabinete da procuradora anticorrupção da Noruega, Marianne Djupesland. Uma cooperação entre procuradores noruegueses e brasileiros já foi estabelecida desde o ano passado. O fornecimento de informações pelas autoridades suíças amplia as apurações em outros países.

No Brasil, por exemplo, a colaboração dos suíços possibilitou o avanço das investigações sobre a Odebrecht, com a revelação de contas no país europeu e do armazenamento de dados no servidor do Setor de Operações Estruturadas — o chamado “Departamento da Propina” — em Genebra. Dinheiro suspeito de desvios também está congelado na Suíça, como é o caso de conta de Eduardo Cunha (PMDB-RJ), ex-presidente da Câmara que está preso em Curitiba.

Contratos

No ano passado, as investigações iniciais na Noruega apontaram para a suspeita de que mais de R\$ 140 milhões (300 milhões de coroas norueguesas) teriam sido pagos em propinas para ex-diretores da Petrobras, agentes políticos e autoridades no Brasil para permitir que empresas do país escandinavo fechassem contratos com a estatal.

No centro da investigação firmada entre Noruega e Brasil, estava a Sevan Drilling — companhia especializada em exploração de petróleo em alto-mar com representação no Rio. De acordo com a empresa, uma apuração interna realizada concluiu que a companhia “provavelmente” pagou milhões em propinas para garantir negócios com a Petrobras.

O caso da Sevan Drilling, no entanto, não é o único. Novos documentos da Justiça suíça apontam para a existência de mais movimentações suspeitas em três contas em Genebra e outra em Zurique. “As autoridades (da Noruega) se interessam em especial por uma sociedade norueguesa e suas filiais que teriam feito parte de um vasto esquema de corrupção de funcionários no Brasil”, indicou o documento, também sem citar o nome da empresa envolvida.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rodrigo Carro

Título: Royalties reforçam caixa do Rio

Infladas por transferências correntes e por royalties do petróleo, as receitas do Estado do Rio de Janeiro cresceram timidamente nos quatro primeiros meses do ano. A expansão resultou numa melhoria relativa dos indicadores de endividamento e gasto de pessoal, ainda que os percentuais continuem acima dos limites da Lei de Responsabilidade Fiscal (LRF), conforme indicam dados republicados ontem pelo governo fluminense.

Na esteira do aumento da produção e do preço do petróleo, as receitas oriundas de royalties e participações especiais praticamente dobraram entre janeiro e abril deste ano, passando de R\$ 1,12 bilhão (no primeiro quadrimestre de 2016) para R\$ 2,01 bilhões. Além disso, o caixa do governo fluminense recebeu em janeiro um reforço de R\$ 600 milhões previsto no decreto 43.783/12, a título de recomposição de recursos do fundo estadual Rioprevidência, além de R\$ 250 milhões, em março, em dinheiro desviado recuperado pelo Ministério Público Federal.

No período de 12 meses terminado em abril, a receita líquida corrente (RCL) do Estado somou R\$ 47,61 bilhões. O montante representa um avanço de quase 1%

em relação ao total acumulado até fevereiro e um crescimento de 3% na comparação com dezembro de 2016.

Na comparação com os últimos quatro meses de 2016, o percentual da receita corrente líquida destinado ao pagamento de despesas de pessoal caiu de 72,31% (setembro a dezembro do ano passado) para 69,57% (janeiro a abril de 2017).

A relação entre a RCL e a dívida consolidada líquida também caiu no primeiro quadrimestre deste ano. A dívida passou a representar 227,95% da receita corrente líquida, contra 229,41% nos quatro últimos meses de 2016. Mesmo assim, ambos os indicadores ainda estão longe dos limites estabelecidos pela LRF. A despesa total com pessoal - incluindo todos os poderes - deve equivaler no máximo a 60% da RCL, enquanto a dívida consolidada líquida não pode exceder o patamar de 200% da receita.

Entre janeiro e abril, o resultado primário do governo fluminense foi negativo em R\$ 2,25 bilhões, levando-se em consideração a receita primária total e as despesas primárias empenhadas. Se forem consideradas as despesas efetivamente liquidadas, o resultado primário fica positivo em R\$ 683,41 milhões. O governo fluminense terminou abril com R\$ 9,87 bilhões em restos a pagar (despesas autorizadas, mas não pagas até 31 de dezembro do ano passado).

Nos quatro primeiros meses do ano, as receitas realizadas pelo Estado totalizaram R\$ 20,14 bilhões, o que resultou num déficit de R\$ 3,22 bilhões em relação ao montante de despesas empenhadas (R\$ 23,37 bilhões). Já a comparação entre a receita realizada e as despesas efetivamente liquidadas indica um déficit de apenas R\$ 81,31 milhões.

Originalmente, os relatórios de gestão fiscal e de execução orçamentária haviam sido publicados na edição do 26 de maio do "Diário Oficial", mas tiveram de ser refeitos por conterem incorreções.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: André Ramalho

Título: Regras de concessão de gasodutos podem ser flexibilizadas

Depois de uma série de consultas ao mercado ao longo dos últimos meses, no âmbito do programa Gás Para Crescer, o governo trabalha na elaboração de propostas para ajustar o marco regulatório do setor de gás natural. Nas mesas do Ministério de Minas e Energia estão, entre outras sugestões, propostas de mudanças importantes no regime de concessão de gasodutos, medidas de

redução forçada da concentração da Petrobras no mercado, questões tributárias e a criação de um operador independente do sistema.

Mais de seis anos depois da regulamentação da Lei do Gás, a percepção no mercado é que a legislação não foi suficiente para incentivar a entrada de novos agentes e promover investimentos na ampliação da infraestrutura de transporte. Entre alguns segmentos, começam a surgir propostas para flexibilizar o atual regime de concessões para construção de gasodutos. Instituído em 2010, ele ainda não gerou os frutos esperados.

A ideia, ainda em debate, é que o regime de concessão seja mantido para a construção de gasodutos estruturantes, voltados para o reforço da atual malha. O custo da expansão, nesse caso, seria rateado por todos os usuários do sistema interligado. Para aqueles dutos mais isolados, voltados para o interesse específico de um produtor ou de um grupo de consumidores, por exemplo, seria permitida a construção do duto via regime de autorização pelos interessados, sem onerar os demais usuários.

"Hoje, a expansão da malha passa pela elaboração do Pemat [Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário] e é precedido de uma chamada pública para contratação de capacidade. Uma das propostas é que os próprios agentes sejam ativos na proposição da expansão da malha. Atualmente, essa expansão é toda coordenada pela Empresa de Pesquisa Energética [EPE]", comenta Camila Schoti, diretora da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia (Abrace), que prega mais celeridade na expansão da malha.

Outro assunto em debate é a desverticalização do setor. Mesmo diante da intenção da Petrobras de vender parte de seus gasodutos, a estatal ainda atua em todos os elos da cadeia do gás. Uma das propostas encaminhadas ao governo é dar previsão legal para que a Agência Nacional de Petróleo (ANP) adote medidas para forçar a desconcentração da indústria.

Entre as alternativas, foram discutidas iniciativas como o "gas release", que forçaria a Petrobras, dona de 81% da produção nacional de gás, a vender, em leilão, uma parcela do volume produzido em seus campos para terceiros. A medida reduziria as possibilidades de discriminação no fornecimento por parte da estatal, que também detém participação em distribuidoras e termelétricas.

Outra medida, mais radical, é o veto à participação cruzada de uma empresa em elos diferentes da cadeia (produção e transporte, por exemplo). Pelas regras da ANP, essa proibição já é válida para os novos dutos, mas a ideia é expandir o veto aos dutos já existentes.

"Há um conflito de interesses [em ser transportador e contratante da capacidade do gasoduto]... A expectativa é que a malha de gasodutos da Petrobras seja vendida, mas temos que garantir que seja para um operador que também não seja um carregador", comenta o especialista em políticas e indústria da Confederação Nacional da Indústria (CNI), Rodrigo Garcia.

Também está em estudo a regulação do livre acesso de terceiros aos terminais de regaseificação e unidades de processamento de gás e a criação de um gestor independente do sistema, um órgão que teria como principal atribuição coordenar a operação do sistema, propor expansões e gerir as manutenção da malha.

As mudanças regulatórias incluem também questões tributárias. Uma das propostas é uniformizar as alíquotas de ICMS e dar maior clareza à tributação sobre a importação. Uma das principais queixas no setor é quanto à disparidade de alíquotas aplicáveis nas operações interestaduais, que geram acúmulo de créditos de ICMS, devido à indefinição jurídica sobre o Estado competente para cobrar o ICMS na importação.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: André Ramalho

Título: Consumo de gás natural aumenta 8,5% em abril

O consumo de gás natural, no Brasil, cresceu 8,5% em abril, na comparação com igual mês de 2016. De acordo com levantamento da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), foram vendidos, ao todo, 61,97 milhões de metros cúbicos/dia de gás no mês retrasado, o que significa um aumento de 10,6% frente ao mês de março.

A entidade que representa os distribuidores de gás destacou que o crescimento é um "sinal positivo" que "reflete a tendência de recuperação da economia brasileira depois de um 2016 recessivo". Na indústria, o consumo subiu 4,7%, na comparação anual, para 27,053 milhões de metros cúbicos/dia. Na comparação com março, no entanto, houve uma retração de 1%.

Ainda segundo os dados da Abegás, o consumo de gás natural veicular (GNV), nos postos, cresceu 5,9% em abril, na comparação com igual período do ano passado. Frente a março, por sua vez, houve uma queda foi de 2%, para 5,210 milhões de metros cúbicos/dia.

No segmento residencial, o consumo atingiu pela primeira vez, neste ano, a média de 1,1 milhão de metros cúbicos diários, devido à queda da temperatura

nas regiões Sudeste e Sul, o que tende a elevar, por sua vez, o uso de gás nos aquecedores). As vendas nesse setor cresceram 35,6% em relação a março e 29% na comparação com abril de 2016.

O segmento comercial registrou alta de 8,1% ante março, mas queda de 1,1% no comparativo com abril de 2016. Os estabelecimentos comerciais demandaram 772 mil metros cúbicos diários.

Com o acionamento das usinas térmicas, em função do ligeiro aumento da demanda por energia, o consumo na geração elétrica a gás natural subiu 31,2% em abril frente a março e 29% na comparação anual, para 23,014 milhões de metros cúbicos/dia.

No setor de cogeração, houve expansão de 6% frente a março e de 12,7% em relação a abril de 2016. Cerca de 2,55 milhões de metros cúbicos/dia, em média, foram consumidos nesse segmento de mercado.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: André Ramalho

Título: Tarifa na autoprodução suscita debate acalorado

Na extensa lista de propostas discutidas no âmbito do Gás Para Crescer, nenhuma tem gerado mais calor nos debates do que as regras válidas para o mercado livre e para a autoprodução de gás (quando um agente utiliza parte de sua produção dentro de suas próprias instalações industriais). Distribuidoras e produtores, encabeçados pela Petrobras, travam uma disputa em torno de tarifas de dezenas de milhões de reais pagas por refinarias e termelétricas às concessionárias estaduais.

Pela legislação, mesmo que tenha investido com recursos próprios numa rede dedicada exclusivamente ao abastecimento de sua própria unidade, um consumidor livre (ou autoprodutor ou autoimportador de gás) paga à distribuidora uma tarifa pela operação e manutenção da infraestrutura. Isso porque esses ativos são entendidos como "serviços locais de gás canalizado", sujeito, pela Constituição, ao monopólio dos Estados.

A Petrobras, no entanto, queixa-se de pagar R\$ 12 milhões por ano pela refinaria Reman, em Manaus, que é suprida por uma pequena rede investida com capital próprio e que não passa pela malha da distribuidora local. No Rio, onde os ramais foram investidos pela CEG, a estatal considera desproporcional o pagamento de R\$ 182 milhões em 2015, pela operação e manutenção de 32 quilômetros de ramais dedicados que abastecem as usinas. A Eneva, que opera as térmicas do

Parnaíba, também se queixa de ter de remunerar a Gasmar, por uma rede própria.

A Petrobras e os demais produtores de gás, representados pelo Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), defendem que aquelas redes de atendimento exclusivo ao autoprodutor ou autoimportador não podem ser consideradas serviços de distribuição de gás canalizado e pedem que seja vedada qualquer cobrança de tarifa pelas concessionárias por esses ativos.

Durante as discussões técnicas do Gás Para Crescer, a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) chegou a se retirar dos debates, argumentando que as mudanças propostas são inconstitucionais. A entidade alega que a Constituição, que garante ao Estado o monopólio da distribuição, "não admite exceções" quanto às características do usuário final abastecido pelos serviços de gás canalizado.

Já as indústrias defendem ajustes menos radicais no marco. O grupo também questiona a "desproporcionalidade" das tarifas de operação e manutenção pagas pelos potenciais clientes livres e defende que a remuneração às distribuidoras respeite os princípios da "razoabilidade, transparência, publicidade e às especificidades de cada instalação". Em alguns Estados, um consumidor livre paga a mesma tarifa de operação e manutenção que o cliente cativo.

Uma das propostas é que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) defina diretrizes para a construção de regras mais harmônicas. Uma das grandes queixas no setor é que nem todos os Estados possuem agências reguladoras e legislações para o mercado livre e que, aqueles que as tem, são muito divergentes e, em alguns casos, adotam regras que inibem o desenvolvimento do mercado.

"Em São Paulo, a legislação já tem seis anos, mas o mercado livre não se desenvolveu porque falta diversidade na oferta de gás. A culpa não é das legislações necessariamente", ressalva o consultor Zevi Kann, da Zenergás.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Internacional

Autor: Marsílea Gombata

Título: Sem investimento, produção de petróleo cai na Venezuela

Dona das maiores reservas de petróleo do mundo estimadas em 300 bilhões de barris, a Venezuela vê a sua produção petroleira diminuir, o que ameaça a já crítica situação econômica do país e complica a situação política do presidente Nicolás Maduro.

Com a previsão de que produção petroleira deste ano será a menor em mais de duas décadas, a estatal PDVSA trabalha com três de suas quatro refinarias operando no mínimo. Segundo a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), de 1998 até maio deste ano, a produção de petróleo caiu 30%, indo de 3,1 milhões de barris diários para 2,18 milhões. Isso é uma realidade muito diferente dos planos traçados há sete anos, de ter hoje uma produção de 6 milhões de barris/dia. A consultoria Oxford Economics estima que o país encerrará o ano produzindo não mais que 2,1 milhões de barris/dia. O petróleo responde por 94% das receitas de exportação.

Ha uma controvérsia em relação à produção da Venezuela. A PDVSA não divulga regularmente dados de produção. Em seu relatório mensal, a Opep diz que a produção declarada pela Venezuela foi de 2,18 milhões de barris/dia, mas o mesmo relatório cita fontes secundárias dizendo que a produção poderia ser menor ainda, abaixo de 2 milhões de barris diários.

"A indústria petroleira venezuelana está em um estado precário devido a anos de falta de investimentos, à falta de recursos humanos adequados e a uma excessiva politização da PDVSA", afirma Kenetth Ramírez, especialista em energia e presidente do Conselho Venezuelano de Relações Internacionais. "De 2015 para cá, a produção caiu uma média de 500 mil barris diários, o que equivalente a toda a produção do Equador."

Das quatro principais refinarias, três trabalham em níveis baixos por conta do mal funcionamento de equipamentos e falta de peças de reposição. Relatório da PDVSA de maio mostra, por exemplo, que o centro de Paraguana, que inclui as refinarias Cardon e Amuay, está processando 409 mil barris/dia, o que representa 43% de sua capacidade de 955 mil barris/dia.

Segundo Ramírez, quatro motivos explicam a queda da produção: falta de investimento por parte do Estado, carência de capital humano qualificado na PDVSA, projetos novos que não decolaram e empresas de serviços petroleiros que foram estatizadas e se tornaram improdutivas. "Os projetos de estatização tiveram um impacto negativo na produção tanto em novos como em velhos projetos", diz.

Ele observa que mesmos os contratos de joint-venture entre a PDVSA e empresas chinesas, russas, indianas e americanas não conseguiram aumentar a produção, uma vez que a Lei de Hidrocarbonetos venezuelana determina que 60% do consórcio deve ficar com a PDVSA. Sem capital para investir, os projetos atrasam.

"Como a PDVSA é capturada pelo governo, que a usa para atividades não comerciais, como investimento na região e projetos sociais, a produção não aumenta porque os recursos são utilizados para outras atividades que não as de

exploração ou produção", acrescenta Luiz Pinto, especialista em países exportadores de petróleo do Brookings Doha Center.

Membro Opep, a Venezuela concordou com o corte de produção do cartel, de 1,8 milhões de barris diários no primeiro semestre do ano, com possibilidade de extensão por seis meses. O corte foi uma tentativa de elevar os preços.

O preço de produção do barril de petróleo na Venezuela varia de US\$ 23 a US\$ 25, afirma Raúl Gallegos, analista da consultoria Control Risks. Com o barril do petróleo venezuelano cotado em cerca de US\$ 40, a atividade ainda é lucrativa para o governo Maduro.

Para Ramírez, a queda dos preços desde 2014 foi responsável por uma transição política na Venezuela, que começou com a vitória da oposição na eleição da Assembleia Nacional em dezembro de 2015. A questão é se o nível baixo de produção, que reduz a receita para importar alimentos e remédios, pode levar a uma mudança de poder, observa. No último ano, essas importações caíram 52%.

Com o modelo econômico que desestimula os investimentos e com o tipo de governança da Venezuela, Pinto afirma que é muito difícil que o país consiga aumentar sua produção petroleira. "São necessários recursos líquidos para importar, principalmente petróleo leve, que é utilizado no processamento do petróleo pesado", observa. Segundo o especialista, o governo venezuelano é extremamente sensível politicamente a demandas sociais, e a PDVSA é a estrutura do governo com maior capacidade de entregar esses bens e serviços.

"No lugar de investimento em produção, a tendência é a PDVSA usar recursos em caixa para o setor social", diz. "A pergunta que fica é quanto tempo o governo consegue se manter com uma produção já bastante baixa, muito menor do que o suficiente para as importações necessárias e para o pagamento dos compromissos internacionais, principalmente os relacionados aos bônus soberanos e aos da dívida da PDVSA."

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Internacional

Autor: Georgi Kantchev, Sarah Kent e Erin Ailworth | Dow Jones Newswires

Título: Após três anos, setor petroleiro se adapta a preço menor

Três anos após o preço do petróleo ter iniciado um acelerado declínio, o setor petrolífero e investidores finalmente aceitaram a ideia de preços mais baixos por mais tempo, pondo fim, potencialmente, a um período de crise do setor.

O preço do petróleo tipo Brent, referência internacional, está agora 59% abaixo dos US\$ 115,06 por barril de três anos. O West Texas Intermediate (WTI), o referencial americano, também encontra-se 58% abaixo dos US\$ 107,26.

A abrupta queda desencadeou forte declínio dos lucros das empresas, recessões econômicas que atingiram da Rússia até a Venezuela e demissões em todos os campos de petróleo do mundo. Mas agora, empresas de petróleo (estatais e privadas) e investidores estão se adaptando a um mundo no qual a faixa de US\$ 50-60 o barril é vista como a nova zona de equilíbrio.

As produtoras cortaram custos, concentraram-se em ativos mais lucrativos e deixaram de injetar dinheiro em projetos onerosos em locais como o Ártico. A capacidade de lucrar com preços do petróleo menores ajudou a acalmar o nervosismo dos investidores, que voltaram a financiar novos projetos.

"Menor por mais tempo tornou-se o novo 'mantra' do setor", disse Daniel Yerigin, vice-presidente do IHS Markit e experiente analista do mercado de petróleo. "As pessoas voltam a se preparar para um novo nível de preço, e US\$ 50 a US\$ 60 parece aceitável para a maioria."

No fechamento de ontem nos mercados internacionais, o petróleo Brent caiu 0,97%, para US\$ 46,91 por barril, enquanto o WTI recuou 1,21%, para US\$ 44,20.

Para muitos, esse patamar representa um alívio, após a combinação de acelerada expansão da produção americana de óleo de xisto e a elevada extração da Arábia Saudita, que fez o petróleo despencar para menos US\$ 30 o barril, no início de 2016.

Essas empresas de xisto americanas abriram o caminho para a adaptação ao preço menor. Antes da crise, as empresas muitas vezes precisavam de uma faixa de preço da US\$ 80 a US\$ 85 para equilibrar receita e despesa. Desde o início de 2015, nos EUA, 105 produtores e 120 empresas de prestação de serviços faliram, segundo o escritório de advocacia Haynes & Boone.

As empresas de óleo de xisto americanas que se mantiveram em atividade concentraram-se em suas áreas mais promissoras e implementaram melhorias tecnológicas, como a prospecção de superpoços dotados de mais areia, a fim de poupar custos por meio de economias de escala. A Parsley vendeu ações várias vezes para fazer caixa, o que lhe permitiu fazer aquisições no Permian, um campo no Texas que se tornou um dos lugares mais econômicos nos EUA para se operar, onde os produtores conseguem ganhar dinheiro com os poços mesmo com os baixos patamares dos preços do petróleo.

Atualmente, de acordo com Sheffield, a Parsley poderá continuar a crescer mesmo se o petróleo cair para US\$ 40 o barril.

O grupo das grandes multinacionais também se adapta a um prolongado período de petróleo barato. Chevron, Royal Dutch Shell, Exxon Mobil e BP sugeriram neste ano que, com US\$ 60 o barril, conseguirão gerar caixa para cobrir seus gastos e os retornos dos acionistas. Já a US\$ 50 o barril, o quadro não é tão claro. Mas as empresas dizem que estão focadas em se sustentar mesmo a esse preço.

No primeiro trimestre de 2017, muitas grandes petrolíferas divulgaram os maiores lucros em mais de um ano. Para enfrentar a nova faixa de preços, as empresas reduziram os custos por meio da pressão a fornecedores e prestadores de serviços, reduziram projetos menos lucrativos e abandonaram a cultura perdulária do passado.

Agora, muitos no setor petrolífero nem querem que o preço suba muito, dizem alguns analistas. Isso porque preços altos do petróleo desencadearam um enorme surto de crescimento dos investimentos que alimentou a superoferta mundial e levou o mercado ao colapso.

O petróleo barato, além disso, é benéfico para grandes consumidores, como EUA e Europa. Os motoristas americanos contabilizaram número recorde de quilômetros percorridos no período de doze meses encerrado em março, segundo o Federal Reserve (o BC dos EUA). "Para o petróleo, [a faixa de] US\$ 50 a US\$ 60 é ideal, tanto para os [países] consumidores quanto para os produtores", disse Rob Thummel, gestor de ativos energéticos da assessoria de investimentos Tortoise Capital Advisors.

A capacidade de adaptação dos produtores de óleo de xisto é fator fundamental. Com a elevação dos preços, eles poderão lançar grandes volumes no mercado, fazendo com que o petróleo registre nova queda e garantindo um preço praticamente sem oscilações dentro de uma estreita faixa de variação.

Mas nem todos estão se adaptando. A Venezuela, com sua economia movida a petróleo, entrou em colapso. E várias empresas continuam a enfrentar dificuldades, em especial no setor de serviços.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

Investimentos da Copel

A Copel elevou sua projeção de investimentos para 2017, de um total de R\$ 2,03 bilhões para R\$ 2,88 bilhões. Segundo a elétrica, a suplementação tem como

objetivo atender demandas regulatórias e prazos contratuais, de modo a preservar o fluxo de recursos previsto para os empreendimentos. No primeiro trimestre, os investimentos realizados somaram R\$ 587,6 milhões. Conforme a estatal, os valores não contemplam eventuais aquisições.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Curtas

EDF investe em solar

A francesa EDF Energies Nouvelle comprou da fabricante de painéis solares Canadian Solar uma fatia de 80% no projeto fotovoltaico Pirapora II, localizado em Minas Gerais. O projeto, de 115 megawatts (MW), começará a ser construído na segunda metade deste ano e deverá entrar em operação comercial em 2018. A Canadian Solar fornecerá os módulos solares para o empreendimento. A EDF já possui ativos no Brasil, onde opera uma termelétrica e usinas eólicas, além de ter uma fatia majoritária na hidrelétrica de Sinop. Em outubro do ano passado, a EDF havia adquirido da Canadian o projeto Pirapora I, de 191,5 MW, também em Minas Gerais. Os dois empreendimentos formam juntos um dos maiores projetos de energia solar da América Latina.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Renato Rostás

Título: Desavenças entre Nippon Steel e Ternium chegam ao México

A disputa societária entre Nippon Steel & Sumitomo Metal e o grupo Ternium / Techint na Usiminas, que já dura três anos, teve reflexos na associação dos dois grupos no México. No país, eles são sócios na Tenigal, um empreendimento com 51% do capital nas mãos dos ítalo-argentinos e 49% em posse dos japoneses. Mas não chegaram a acordo para novo investimento nesse projeto.

A Tenigal é uma laminadora de aço revestido, que faz produtos galvanizados - processo que utiliza uma camada de zinco sobre as chapas. Foi fundada em 2010, mas o início da operação comercial se deu só em 2013. O material é bastante utilizado principalmente pelo mercado automotivo e a capacidade produtiva local é de 400 mil toneladas por ano.

Contemplando a crescente demanda e produção de carros no mercado mexicano - e com possibilidade, ao menos por enquanto, de exportação aos Estados Unidos,

a Tenigal decidiu dobrar sua capacidade produtiva. No ano passado, Ternium e Nippon Steel anunciaram o início de estudos para o investimento, avaliado em US\$ 300 milhões. Com isso, a capacidade iria a 830 mil toneladas.

Projeto da nova linha, que será bancado pela Ternium, está orçado em US\$ 260 milhões fazer 420 mil toneladas/ano

Todavia, a siderúrgica japonesa desistiu de acompanhar a sócia nessa nova linha. Diante do impasse, que tem origem nos desentendimentos entre ambos no Brasil sobre a gestão da Usiminas, a Ternium decidiu ela mesma pagar cerca de US\$ 260 milhões. O novo projeto terá duas linhas de produtos: uma de aço galvanizado a quente e outra de pré-pintados. As capacidades produtivas serão de 300 mil toneladas e 120 mil toneladas, respectivamente.

O anúncio, apesar de citar a mesma localidade da Tenigal, um centro industrial em Pesquería, no Estado de Nuevo León, nem menciona o nome da Tenigal. Além disso, o plano diverge daquele divulgado em 2016, quando apenas galvanizados estavam contemplados. O projeto original ainda estimava que a fabricação se iniciaria em 2019, prazo que acabou postergado para 2020 pela Ternium.

Procurada, a Nippon Steel disse que não comentaria o assunto. A Ternium, por sua vez, não respondeu ao pedido de entrevista.

O Valor apurou que a desistência da Nippon Steel se estenderia para qualquer outro negócio com a Ternium no mundo. Nas palavras de uma pessoa próxima aos japoneses, que não quis se identificar, "não há como entrar em uma operação com um sócio no qual não confiamos mais". "Para a Nippon Steel voltar a ter boa relação e decidir sobre potenciais novas parcerias com a Ternium, a situação no Brasil precisa ser resolvida primeiro", acrescentou.

Se a Nippon Steel virar as costas para a expansão da Tenigal não foi suficiente para os ítalo-argentinos desistirem do investimento, ao menos trouxe um peso adicional ao balanço da Ternium. A empresa projeta dispêndio de capital de US\$ 500 milhões neste ano, a maioria do valor destinado às duas novas linhas no México. A cifra é 15% maior do que em 2016, cenário em que o setor vive uma onda de conservadorismo financeiro. A Ternium ainda prometeu pagar US\$ 1,7 bilhão à alemã Thyssenkrupp pela Companhia Siderúrgica do Atlântico (CSA).

Outro ponto não informado pela Ternium é quem será o fornecedor da tecnologia na nova linha para a fabricação desse tipo de aço aplicado em automóveis. Na Tenigal, a tecnologia foi transferida pela Nippon Steel. Assim como na Unigal (associação com a Usiminas). E, pelo acordo, conforme apurou o Valor, a Ternium não pode replicar a da Tenigal.

Não se sabe quais seriam os termos do acordo caso a expansão fosse dividida entre os dois donos da Tenigal, mas em sua criação, o investimento foi dividido exatamente como o capital social - 51% da Ternium e 49% da Nippon Steel.

Com uma postura conservadora no lado financeiro, os ítalo-argentinos têm fôlego para tocar o negócio. No primeiro trimestre, apurou lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (Ebitda) de US\$ 464,8 milhões, uma margem de 22,8%. A alavancagem, de uma dívida líquida de US\$ 900 milhões, era de apenas 0,5 vez ao fim de março.

Mas decidir levar adiante esse investimento foi um ponto de questionamento do mercado durante a teleconferência do balanço de janeiro a março. Questionado, Pablo Brizzio, diretor financeiro da Ternium, disse que deve respeitar o prazo e orçamento da obra, assim como foi na instalação da Tenigal. "Para nós, é uma decisão muito positiva para continuar a elevar a capacidade de galvanização", acrescentou.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Thais Carrança

Título: Petrobras fecha acordo nos EUA

O conselho de administração da Petrobras aprovou nesta segunda-feira a realização de acordo para encerrar ação individual proposta por afiliadas do Vanguard Group na Corte Federal da Pensilvânia, nos Estados Unidos. Conforme a estatal, o Vanguard é um dos maiores acionistas da companhia, depois da União Federal e entidades relacionadas.

A Petrobras já havia celebrado acordos para encerrar outras 19 ações individuais apresentadas à Corte Federal de Nova York. Um total de 27 ações individuais, incluindo estas 19, haviam sido consolidadas, para fins de julgamento, em conjunto com uma ação coletiva ("class action") perante a Corte Federal de Nova York. O processo do Vanguard era a única proposta fora de Nova York.

Segundo a empresa, para refletir os acordos fechados, além das negociações em curso com outros autores de ações individuais, o valor total de provisões estimado para o segundo trimestre de 2017 passa a ser de US\$ 445 milhões, dos quais a companhia já havia provisionado US\$ 372 milhões no resultado de 2016.

"Esses acordos, cujos termos são confidenciais, têm como objetivo eliminar incertezas, ônus e custos associados à continuidade dessas disputas e não constituem qualquer reconhecimento de responsabilidade por parte da

Petrobras, que continuará se defendendo firmemente nas demais ações em andamento”, diz a companhia.

A Petrobras reafirma que, no momento, não é possível fazer estimativa confiável sobre o desfecho da ação coletiva.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Renato Rostás

Título: Minério volta a subir, mas projeção para o ano é de baixa

Após tocar o menor valor em praticamente um ano, o minério de ferro já acumula quatro dias consecutivos de alta. Ontem, os preços da commodity com pureza de 62% subiram 1% no porto chinês de Qingdao, atingindo US\$ 56,30 a tonelada, segundo a "Metal Bulletin". Mesmo assim, no mês ainda acumula queda de 1,3%, e no ano, recuo de 28,6%.

Por conta da rápida queda que levou o insumo da máxima de quase US\$ 95 no fim de fevereiro para menos de US\$ 60 em junho, o Citi cortou suas projeções. Agora, o banco aguarda média de US\$ 61 em 2017, contra US\$ 70 anteriormente. Até agora, a cotação média do minério encontra-se em US\$ 75,40. Além disso, no último trimestre a instituição crê em patamar de US\$ 48, bem abaixo dos US\$ 60 projetados antes.

A maioria dos bancos e corretoras, contudo, espera nível mais alto no fim deste ano, próximo a US\$ 55. Para a média do ano, as previsões apontam US\$ 64.

"O mercado prestou pouca atenção à curva de custos do minério de ferro no último ano, com grandes produtoras gerando lucros mesmo abaixo do preço à vista", comenta o Citi em relatório. "Nossa curva de custos sugere que o preço terá de cair abaixo de US\$ 45 por tonelada para causar redução significativa no mercado transoceânico."

O motivo para a guinada na direção prevista para a commodity reside na visão de que o uso de capacidade siderúrgica na China - maior compradora de minério no mundo -, para atender uma forte demanda por aço, chegou a seu pico. O banco ainda enxerga, também, maior acúmulo de estoques nos portos locais ao menos até meados do segundo semestre.

No segundo trimestre, a commodity acumula média de R\$ 202,28, 24,6% abaixo do primeiro trimestre

Além disso, o relatório lembra que a tendência se mostra de encolhimento dos prêmios pagos por um minério de alta qualidade, o que ajuda a derrubar a cotação do produto com teor de 62%.

A mudança nas previsões afeta diretamente a Vale, maior produtora. O analista Alexander Hacking, que acompanha a mineradora no Citi, reviu seus cálculos e decidiu cortar as estimativas de lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (Ebitda, na sigla em inglês). Sobre os números de 2017, essa diminuição foi de 18%, para US\$ 12,97 bilhões. Para 2018, o corte foi de 12%, para US\$ 10,48 bilhões.

Se tudo mais for mantido - preços dos metais não ferrosos, por exemplo -, e o os preços do minério de ferro permanecerem em nível próximo a US\$ 54 como agora, a Vale ainda poderia registrar Ebitda de US\$ 12,15 bilhões no ano que vem, estima o Citi. Com a commodity valendo US\$ 60, o índice gerencial saltaria para US\$ 14,39 bilhões.

Como em boa parte do segundo trimestre o real permaneceu mais forte em relação ao dólar - tendo enfraquecido mais recentemente, com o aumento da turbulência política -, em um momento no qual a cotação do minério caía ladeira abaixo, é possível que a média do período fique praticamente no mesmo nível observado nos mesmos meses de 2016.

Até ontem, o minério registrou média de R\$ 202,28, 24,6% abaixo do primeiro trimestre e crescimento de apenas 4,2% na comparação anual. Importante ressaltar, contudo, que a formação de preço da Vale considera uma tríade de preços passados, mercado à vista e projeções.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Agronegócios

Autor: Gregory Meyer | Financial Times

Título: Indústria de etanol expande a capacidade nos EUA

A indústria de etanol de milho dos EUA vem ampliando sua capacidade de produção, mesmo depois de as vendas domésticas e o apoio governamental ao setor terem alcançado um platô.

Há planos de duas novas refinarias, as primeiras em anos, uma no Estado de Iowa e a outra em Dakota do Sul. Ambas fazem parte de uma expansão que, em todo o país, deverá aumentar a capacidade de produção anual em 500 milhões de galões (1,89 bilhão de litros) até 2018, segundo a Associação de Combustíveis Renováveis dos Estados Unidos (RFA, na sigla em inglês).

A indústria de biocombustíveis americana é a maior do mundo e produz 44% da oferta mundial. Foi estimulada por uma lei que forçou um grande aumento nas vendas de etanol no país.

Mas o mandato para o etanol de milho estipulado por lei federal - que determina o volume mínimo de etanol a ser usado como combustível nos EUA - estacionou nos 15 bilhões de galões por ano, patamar que o governo de Donald Trump deverá manter. A estagnação da demanda por gasolina também vem contendo as vendas, já que a maior parte desse combustível vendido nos EUA contém até 10% de etanol.

Essas limitações, no entanto, não impediram os produtores de etanol de avançarem no chamado "cinturão do milho" americano. Como os preços dos grãos estão mais baixos e a demanda externa é alta, as usinas ainda conseguem obter um bom lucro.

A Ringneck Energy está levantando capital para construir uma usina de etanol de cerca de US\$ 150 milhões, capaz de produzir 80 milhões de galões por ano, na cidade de Onida, em Dakota do Sul. "Há uma grande nova oportunidade aqui para uma usina de etanol, desde que você consiga produzir com baixo custo", afirmou o executivo-chefe da companhia, Walt Wendland.

Em Atlantic, no Estado de Iowa, o grupo Elite Octane começou a construir uma usina de etanol de US\$ 190 milhões, com capacidade anual para produzir 150 milhões de galões. "Não estamos fazendo este investimento baseados na existência [da lei de uso obrigatório de etanol]", disse o executivo-chefe da empresa, Nick Bowdish. "Estamos fazendo este investimento porque a lógica econômica do etanol do milho é muito atraente para nós."

A mais nova refinaria a entrar em operação nos EUA foi inaugurada dois anos atrás, em Dakota do Norte, o que elevou o total de usinas para mais de 200 no país, segundo Geoff Cooper, da RFA. Desde então, a capacidade de produção foi aumentando nas usinas já existentes graças à remoção de gargalos produtivos e ao uso de enzimas que digerem o amido de milho de forma mais eficiente, disse Cooper.

A capacidade de produção total de etanol nos EUA está em 16,1 bilhões de galões por ano. A RFA prevê que a produção neste ano ficará entre 15,7 bilhões e 15,8 bilhões de galões, bem acima do volume obrigatório.

A diferença entre a produção e o consumo domésticos nos Estados Unidos vem sendo exportada para países como o Brasil e o Canadá. "A oportunidade no curto prazo está no mercado de exportação", disse Cooper. (Tradução de Sabino Ahumada)

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Agronegócios****Autor: Camila Souza Ramos****Título: Derivativos engordam lucro líquido da Raízen**

Embora a Raízen Energia tenha ficado sem produzir açúcar e etanol no quarto trimestre da safra 2016/17, período em que comercializou seus estoques e se voltou basicamente para investimentos em renovação de canavial e manutenção, seu lucro líquido aumentou 38% em relação a igual período da temporada anterior e alcançou R\$ 1,404 bilhão, informou a companhia na semana passada.

Os ganhos da Raízen foram resultado da melhora de seu desempenho financeiro, com o aumento dos ganhos com derivativos. O resultado financeiro líquido foi positivo em R\$ 376,7 milhões, ante um resultado negativo de R\$ 136,8 milhões no quarto trimestre da temporada 2015/16.

Apenas as operações com contratos futuros de mercadorias - principalmente de açúcar - geraram um ganho de R\$ 68,9 milhões no trimestre, ante um resultado negativo um ano antes.

Na safra passada, a Raízen Energia começou a operar no mercado de opções de commodities e está apostando em opções "de custo zero", que garantem retorno positivo para a companhia.

Quanto ao resultado operacional, a receita líquida do quarto trimestre cedeu 21,8%, para R\$ 3,023 bilhões. No total da safra 2016/17, a Raízen Energia registrou um lucro líquido de R\$ 3 bilhões, alta de 38,4% sobre o ciclo anterior.

MME / ASCOM .