

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

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

Sumário

VEÍCULO: O Globo.....	2
Título: Caso PDVSA expõe o legado de corrupção da ditadura chavista	2
Título: Principal estrela do programa de Temer, Eletrobras não saiu do papel	3
Título: Privatizações	4
VEÍCULO: O Estado De S. Paulo.....	6
Título: » Vem Ver.....	6
VEÍCULO: Correio Braziliense.....	6
Título: Riqueza do pré-sal em expansão	6
Título: Energia para a Petrobras.....	9
Título: Para transformar água em combustível	10
VEÍCULO: Valor Econômico.....	11
Título: Opep e Rússia sinalizam corte na oferta de petróleo.....	11
Título: Cenário favorece fim do subsídio ao diesel, dizem economistas	12
Título: Tabelamento do frete deve ser revogado, defendem analistas.....	15
Título: Estudo mostra que tabela é nociva para setor privado.....	16
Título: Destaques	18
Título: Venda de ativo no exterior já gera US\$ 4 bi à Petrobras.....	18
Título: Cinco pontos que tentam explicar as oscilações do Brent	21
Título: Usinas reforçam estoques de etanol atentas à demanda	24
Título: Tombo do petróleo sugere perda de fôlego da economia	26

VEÍCULO: O Globo**Data: 12/11/2018****Seção: Editorial****Autor:****Título: Caso PDVSA expõe o legado de corrupção da ditadura chavista**

Governo Nicolás Maduro começa a debater a extinção da estatal, que se encontra em virtual falência

Chega ao epílogo o enredo da Petroleos de Venezuela (PDVSA), terceira maior empresa pública da América Latina depois da Petrobras e da mexicana Pemex. O governo Nicolás Maduro começou a debater a extinção da estatal, que se encontra em virtual falência, com dívidas acumuladas de US\$ 80 bilhões, superiores ao seu patrimônio.

A história dessa empresa se tornou um clássico da literatura política. É caso exemplar de como uma cleptocracia é capaz de subtrair integralmente um valioso patrimônio público via manipulação político-eleitoral de uma sociedade. No caso, pelo hábil manejo propagandístico de uma promessa paradisíaca, o "Socialismo do Século XXI".

A PDVSA nasceu há 42 anos para administrar uma das maiores reservas de petróleo do mundo, encontrada na bacia do Rio Orinoco. Chegou a se destacar entre as 50 maiores empresas globais. Na década passada, quando o coronel Hugo Chávez assumiu o governo, passou a financiar um projeto político populista baseado no culto à imagem do carismático líder. Chávez adotou uma retórica anticapitalista, plasmada nos velhos discursos do cubano Fidel Castro, e hipnotizou parte das forças de esquerda latino-americanas, incluindo partidos brasileiros como PT e PSOL.

O legado chavista, sob comando do herdeiro nomeado Nicolás Maduro, é a corrupção sistêmica e um desastre humanitário com três milhões de refugiados, além de uma inflação de inimagináveis 1.000.000% ao ano. Emoldurando a crise, tem-se uma ditadura com prisões lotadas de adversários, alguns "suicidados" na tortura, que virou método de governo. Nas listas da ONU e da Igreja Católica, há vários casos similares ao do opositorista Fernando Albá, morto na sede do serviço de inteligência, em Caracas. Numa cegueira política deliberada, a esquerda latina, PT e PSOL, entre outros aliados, fingem nada ver.

A cleptocracia venezuelana levou a PDVSA à bancarrota. O Congresso paralelo criado por Maduro começou a discutir o fim da empresa. O presidente da Comissão de Petróleo, David Paravisini, apresentou a proposta oficial para criar

uma nova companhia estatal de energia que assumiria as reservas de óleo da PDVSA. A atual petroleira existiria apenas no papel, com todas as dívidas que possui, na maior parte sem pagamento. O nome disso é calote.

O fim da PDVSA foi posto na mesa às vésperas do anúncio de novas sanções dos Estados Unidos ao regime ditatorial de Maduro. Poderá ser acelerado caso os EUA decretem um embargo ou, simplesmente, proíbam negócios com a Venezuela.

VEÍCULO: O Globo

Data: 12/11/2018

Seção: Economia

Autor: Manoel Ventura

Título: Principal estrela do programa de Temer, Eletrobras não saiu do papel

Do amplo programa de privatizações e concessões prometido pelo governo Michel Temer, a venda da Eletrobras foi a principal estrela, mas passou longe de sair do papel. Sem apoio político, o projeto de lei enviado pelo Executivo ao Congresso com o modelo para a privatização está parado na Câmara desde maio. Até mesmo a inclusão da empresa no Programa Nacional de Desestatização (PND) —passo necessário para iniciar os estudos para a desestatização —criou polêmica.

O governo condicionou a inclusão no PND à aprovação do projeto de lei. Com isso, nem os estudos nem o projeto andaram. A intenção de privatizar a maior empresa de energia elétrica da América Latina, responsável por mais de 30% da geração de eletricidade no Brasil, foi anunciada de surpresa em agosto de 2016. Um comunicado do **Ministério de Minas e Energia** divulgado no início da noite de uma segunda-feira defendia a necessidade de “democratizar” o capital da empresa.

A ideia era emitir ações na Bolsa para aumentar o capital da Eletrobras e diluir a participação do governo até o controle da estatal passar para as mãos da iniciativa privada. A operação era defendida como fundamental para recuperar a empresa, depois de sucessivos prejuízos desde 2012 e do aumento do seu endividamento.

Antes do processo de privatização da holding, a própria Eletrobras já havia decidido vender suas seis empresas de distribuição que operam no Norte e Nordeste e sair desse segmento do mercado de eletricidade. Depois de muitas dúvidas e atrasos, quatro das empresas foram vendidas. Mas ainda é necessário fazer o leilão de outras duas.

A de Alagoas está parada por decisão judicial. A do Amazonas, empresa mais problemática e endividada, é incerta, depois da rejeição pelo Senado de um projeto que facilitava a licitação.

VEÍCULO: O Globo

Data: 12/11/2018

Seção: Economia

Autor: Manoel Ventura e Martha Beck

Título: Privatizações

Plano de arrecadar R\$ 700 bi com estatais corre risco de esbarrar em entraves técnicos

O plano do presidente eleito, Jair Bolsonaro, de reduzir o número de estatais com um amplo programa de privatizações corre o risco de esbarrar em entraves técnicos e jurídicos e frustrar as expectativas da nova equipe econômica. Isso é o que afirmam especialistas e técnicos do governo ouvidos pelo GLOBO.

O programa de Bolsonaro prevê que a desmobilização de ativos poderia resultar numa arrecadação de mais de R\$ 700 bilhões, capaz de reduzir o estoque da dívida pública em 20%. No entanto, a modelagem de privatizações costuma demorar meses e precisa passar por avaliação de órgãos de controle, como o Tribunal de Contas da União (TCU), além de sofrer resistência com ações de sindicatos na Justiça.

Das 138 empresas sob comando do governo federal, algumas têm posições estratégicas e não devem ser privatizadas. Elas poderiam, no entanto, diminuir de tamanho e fazer operações como abertura de capital ou parcerias público-privadas. É o caso, por exemplo, da Infraero e dos Correios.

Para os técnicos, essas empresas não poderiam ser totalmente entregues nas mãos da iniciativa privada. Também deveriam ser preservadas como estatais a Embrapa (de pesquisa agropecuária) e hospitais públicos federais. As principais estatais do país —Petrobras, Eletrobras, Caixa, Banco do Brasil e BNDES —são as que têm maior potencial de arrecadação. Elas têm patrimônio líquido elevado, de R\$545,3 bilhões. No entanto, todas precisam do aval do Congresso para chegar às mãos do setor privado.

SUBVENÇÃO X DIVIDENDO

A Eletrobras, que o presidente Michel Temer tenta vender desde o início de seu governo, é o símbolo das dificuldades de privatização. Para técnicos do governo,

qualquer processo complexo como a venda da Eletrobras ou a abertura de capital da Caixa Seguradora, por exemplo, levam, pelo menos, dois anos. Esse, no entanto, é um processo necessário.

Embora tenham conseguido melhorar seus resultados e pagar mais dividendos à União em 2017, as empresas estatais continuaram consumindo recursos públicos num patamar bem maior do que o ganho obtido pelo governo. Segundo dados do Tesouro, as estatais pagaram o equivalente a R\$5,498 bilhões em dividendos em 2017.

No entanto, o valor gasto pela União com subvenções (repasse para o pagamento de despesas com pessoal, custeio ou investimentos) de empresas dependentes do Tesouro atingiu R\$14,840 bilhões. A economista Elena Landau, que coordenou o programa de privatizações no governo Fernando Henrique, lembra que o cenário está mais difícil após liminar do ministro do Supremo Tribunal Federal (STF) Ricardo Lewandowski.

Em vigor desde julho, ela exige que qualquer venda do controle de estatais passe pelo Legislativo. No caso da Petrobras, o governo vê como necessário dar continuidade ao processo de venda de refinarias. Mas, além da pendência com o Congresso, há uma disputa com o TCU. Uma regra criada pelo tribunal neste ano, que passará a valer em 1º de janeiro, altera a sistemática de acompanhamento de desestatizações e concessões. Ela passará a exigir o envio de um extrato com todas as informações relacionadas a qualquer licitação com antecedência mínima de 150 dias da data da publicação do edital.

ENXUGAMENTO DE PESSOAL

Landau acrescenta que qualquer processo de desestatização precisa ser feito com cautela, especialmente no caso de empresas de grande porte, como a Petrobras ou bancos: —Mesmo com autorização, não se vende empresas desse porte sem ajustes. Faz sentido vender Caixa ou BB sem competição no setor bancário? Na Petrobras, quase todo mundo é favorável a ajustes (reestruturação) antes de vender.

É preciso fazer cisões, e tudo tem que passar por assembleias de acionistas. Se for para fazer rápido, fica mal feito. Bernardo Strobil, consultor do escritório LL Advogados e professor de Direito Administrativo da PUC-PR, concorda que tocar um programa de privatizações é difícil e leva tempo: —Um projeto sério de privatização precisa de vontade política, consistência técnica, estudos bem feitos, gente qualificada.

Entre a vontade do Executivo e a entrega do projeto tem uma série de gargalos. Fazer transferência de ativos públicos à iniciativa privada não é fácil, não tem

caneta mágica. O professor afirma ainda que investidores não concordam com medidas heterodoxas para acelerar os processos. E fazer sem planejamento é transferir problemas para o futuro, diz ele: —Podemos pagar um custo alto por achar que as coisas são mais fáceis do que são.

Por outro lado, uma decisão recente do Supremo sobre a demissão de servidores dos Correios pode ajudar o novo governo na missão de enxugar as estatais e reduzir gastos. O STF definiu que os Correios precisam apresentar motivação caso a empresa queira demitir funcionários, sem estender a exigência para as demais estatais.

Antes, todas as estatais precisavam fundamentar a decisão, o que foi questionado junto à Corte. A visão no governo é de que o STF acabou reafirmando a tese de que as regras para demissão nas estatais seguem a lógica da iniciativa privada e ainda deu mais flexibilidade para as empresas tomarem essa decisão.

VEÍCULO: O Estado De S. Paulo

Data: 12/11/2018

Seção:

Autor: Camila Turtelli Clarice Couto Gustavo Porto

Título: » Vem Ver.

Coluna do broadcast agro

Spencer Dale, economista- chefe do grupo BP, do setor de energia, visitará o Brasil este mês para, entre outras pautas, conhecer detalhes do Renovabio, a política de biocombustíveis. A empresa tem atuação prioritária no setor de petróleo, mas foi uma das primeiras a investir em biocombustíveis e tem três usinas de etanol, duas em Goiás, em Edeia e Itumbiara, e uma em Ituiutaba (MG).

VEÍCULO: Correio Braziliense

Data: 12/11/2018

Seção: Economia

Autor: Simone Kafruni

Título: Riqueza do pré-sal em expansão

Desde que foi descoberta, em 2006, até o recorde de produção, em setembro deste ano, a reserva de petróleo do pré-sal é considerada uma das principais

riquezas do Brasil. Apesar de todas as dificuldades tecnológicas que sua exploração impõe, por estar a 300 quilômetros (km) da costa e sob mais de 2 km de camada de sal, superou todas as expectativas iniciais. Tanto que os leilões realizados em 2017 e em 2018 atraíram gigantes petrolíferas estrangeiras e renderam mais de R\$ 16 bilhões em bônus de outorga para os cofres da União.

A mudança no marco regulatório durante o governo Michel Temer permitiu a entrada de players globais na exploração do pré-sal e fez com que as projeções ficassem mais otimistas para o setor. Em 2026, a produção do país poderá chegar a 5,4 milhões de barris por dia, de acordo com estimativas do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Se for confirmada, a marca vai representar um crescimento de 68% ante o resultado de setembro de 2018. Segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a produção brasileira foi de 3,196 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d, que equivale ao óleo mais o gás). Somente o pré-sal totalizou 1,783 milhão de boe/d, com uma participação recorde de 55,8% em setembro.

O Campo de Lula, localizado na bacia de Campos, só iniciou a produção dois anos depois da descoberta. Foi em setembro de 2008 que o primeiro óleo originário do pré-sal foi produzido, extraído do campo de Jubarte, também na bacia de Campos. Até os leilões dos últimos dois anos, realizados por regime de partilha e que ainda não resultaram em produção, a Petrobras figurou como protagonista na exploração.

Recordes

Nesses 10 anos, a estatal brasileira atingiu a marca de 1,5 milhão de barris por dia (bpd), mais que o Reino Unido ou Omã, no Oriente Médio, cada qual com produção média de 1 milhão de bpd em 2017. A empresa tem 21 plataformas em operação e a expectativa é que o volume produzido no pré-sal aumente progressivamente até 2022, com a entrada em operação de mais 13 plataformas e investimentos da ordem de US\$ 35 bilhões.

“Desde os primeiros desafios na exploração em águas profundas, a Petrobras teve a ambição de transformar o pré-sal em algo competitivo na indústria brasileira e reconhecido internacionalmente como uma das melhores oportunidades da área de óleo e gás. Ao longo desses 10 anos, a companhia superou os desafios e alcançou os ganhos planejados inicialmente”, afirma a companhia, em nota. A estatal acredita que ainda pode avançar muito. “No futuro próximo, a cada quatro projetos, três serão do pré-sal. Portanto, a companhia prevê crescimento da produção nos próximos anos”, diz. Hoje o Campo de Lula, localizado na Bacia de Santos, é o maior campo em produção no Brasil, superando 1 milhão de barris de óleo equivalente.

Projetos

O avanço na carteira de projetos da petroleira brasileira sustenta a expansão da produção. Além dos novos sistemas que já iniciaram a produção em 2018 (P-74, no campo de Búzios, FPSO Cidade de Campos de Goytacazes, nos campos de Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça, e P-69, no campo de Lula Extremo Sul), a Petrobras pretende dar início à produção de outras plataformas. “Até 2022, a empresa ambiciona alcançar uma produção total de petróleo e gás (Brasil e internacional) de 3,5 milhões de boe e planeja investir US\$ 60,3 bilhões em exploração e produção, sendo que 58% são direcionados ao pré-sal”, destaca.

Na opinião de Maurício Jaroski, consultor de energia MaxQuim, agora é a hora de o pré-sal realizar a grande expectativa que sempre se teve em torno da reserva. “A Petrobras se recuperou e começou a ter dinheiro para investir”, diz. Ele se refere ao período em que as contas da estatal foram combatidas pelo esquema de corrupção que deu origem à Operação Lava-Jato.

Para o presidente do IBP, José Firmo, o pré-sal superou todas as expectativas. “A descoberta trouxe a surpresa positiva de um reservatório de excelente qualidade, com potencial técnico bom e volumes muito grandes”, lembra. Contudo, o segundo impacto foi desafiador, porque era preciso perfurar mais de 2 km de sal e solucionar a questão do gás sulfídrico, o H₂S, que não podia ser queimado, nem enviado para terra. “Foi preciso encontrar uma solução tecnológica para capturar o gás e injetá-lo de volta”, conta.

Além disso, o especialista ressalta que a evolução tecnológica acelerou a velocidade de perfuração. “Antes, os poços eram perfurados em mais de 250 dias. Hoje, levam menos de 100 dias, com recordes de 60 dias. Isso baixa o custo e permite acelerar a produção”, afirma. Firmo assinala que o Campo de Libra se mostrou mais produtivo do que se esperava. “É um dos maiores do mundo”, acentua.

Conforme a ANP, só uma área licitada no regime de partilha está na fase de produção, justamente o Campo de Libra, da 1ª Rodada realizada em 2013, que deu origem ao campo de Mero. “Os demais campos em operação no pré-sal são anteriores à Lei de Partilha e, portanto, originários de blocos concedidos. Alguns deles produzem no pré e no pós-sal”, detalha a agência. “Ainda não é possível ter uma estimativa de produção para as áreas das rodadas 2 a 5”, acrescenta. Isso porque a 2ª e a 3ª rodadas tiveram seus contratos assinados em janeiro deste ano e ainda estão no início da fase de exploração. Já a 4ª e a 5ª rodadas têm previsão de assinatura dos contratos para dezembro, ou seja, as empresas nem começaram as atividades nesses blocos.

A participação das gigantes petrolíferas nos últimos leilões confirmou a atratividade do pré-sal, avalia Miguel Neto, sócio-sênior do escritório Miguel

Neto Associados. “Quanto mais flexível e menos intervencionista o país é, maior a atração de capital estrangeiro. As grandes empresas fizeram investimentos no escuro, mesmo diante da incerteza eleitoral, porque houve redução da exigência de conteúdo local e fim da obrigatoriedade da presença da Petrobras como operadora”, pontua.

Neto destaca que o aporte inicial está em pesquisa. “O grosso do investimento vem depois, mas essas empresas mundiais detêm tecnologias que dão previsibilidade sobre o que há na área. Isso é um sinal muito forte de que tudo o que se espera do pré-sal está lá.”

Futuro

José Firmo, do IBP, alerta para a janela de oportunidade do pré-sal diante das mudanças que o futuro guarda para o setor de energia. “A sociedade tende a migrar para energias de baixo carbono, o que significa que a janela de oportunidade do petróleo é finita, porque a tendência é ser cada vez menos relevante na matriz energética”, ressalta. Como reserva nenhuma, por maior que seja, tem valor até ser convertida em riqueza, Firmo diz que é preciso desenvolver essa conversão em velocidade cada vez maior.

Só com a Petrobras, o tempo seria maior e as projeções, menores. Para o IBP, nesse cenário de calmaria, a produção do Brasil estacionaria em 3 milhões de bpd em 2026. “A demanda do setor é crescente nos próximos 20 anos. Atualmente, cresce a uma taxa de 1,5% ao ano. Depois será estável por 10 anos e, em seguida, decrescente. O fato de atrasar conversão de reserva em riqueza poderia significar perder a janela de oportunidade do pré-sal”, afirma.

“A descoberta trouxe a surpresa positiva de um reservatório de excelente qualidade, com potencial técnico bom e volumes muito grandes”

José Firmo, presidente do IBP

VEÍCULO: Correio Braziliense

Data: 12/11/2018

Seção: Negócios

Autor: Amauri Segalla

Título: Energia para a Petrobras

Uma das maiores empresas brasileiras de geradores de energia, a Tecnogera assinará megacontrato para o fornecimento de energia temporária à Petrobras. O acordo, de cerca de R\$ 40 milhões, terá duração de três anos, podendo ser estendido por mais dois. A estatal poderá adquirir até 250 grupos geradores,

além de cabos, quadros de transferências e outros acessórios. Segundo a empresa, o objetivo é atender as instalações em quinze estados brasileiros.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Data: 12/11/2018

Seção: Mundo

Autor:

Título: Para transformar água em combustível

Quebrar as ligações entre o oxigênio e o hidrogênio na molécula da água pode ser uma chave para a criação mais sustentável de hidrogênio, usado como combustível. Encontrar uma técnica economicamente viável para isso, no entanto, é um desafio. Pesquisadores da Universidade de Illinois (EUA) avançaram nesse processo ao criar um eletrocatalisador composto por metais e ácido perclórico, o que lhe garantiu uma estrutura cristalina e porosa. Detalhes do trabalho foram apresentados na revista Angewandte Chemie.

De acordo com Hong Yang, coautor do estudo, estudos anteriores restringiram o modelo de composição de eletrolisadores, materiais que utilizam eletricidade para quebrar moléculas de água, a uma composição com dois elementos: um metal e oxigênio. Antes de desenvolver o catalisador, ele e a equipe idealizaram um material à base de óxido de irídio e de óxido de rutênio, compostos metálicos com ótima estabilidade, e somaram o ácido perclórico ao material, a fim de aumentar a taxa de reação na quebra das moléculas de água.

A combinação, porém, teve efeito inesperado. “O material ficou mais poroso e com uma nova estrutura cristalina, diferente de todos os catalisadores sólidos que havíamos feito”, conta Jaemin Kim, aluno de pós-doutorado da universidade. Os testes resultaram em uma nova surpresa: o material apresentou porosidade quatro vezes maior do que a da formação original. É justamente essa quantidade de poros que, segundo Yang, potencializa a quebra de moléculas de água. “Por causa da atividade aumentada promovida, uma estrutura porosa é altamente desejável quando se trata de eletrocatalisadores”, explica.

Agora, o grupo dedica-se a fabricar um dispositivo em escala de laboratório para testes adicionais. “Sentimos que descobrimos uma coisa nova e diferente, quando a comparamos com outros trabalhos. Esse tipo de pesquisa será bastante impactante em relação à geração de hidrogênio para energia sustentável no futuro.”

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 12/11/2018****Seção: Internacional****Autor: Summer Said, Christopher Alessi e Benoit Faucon | Dow Jones Newswires, de Abu Dhabi****Título: Opec e Rússia sinalizam corte na oferta de petróleo**

A Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opec) e seus principais aliados provavelmente vão apoiar uma redução na produção de petróleo quando se reunirem no próximo mês em Viena, disse ontem o ministro do Petróleo de Omã, depois que a Arábia Saudita confirmou que reduzirá sua oferta de petróleo no mês que vem e a Rússia sinalizou que pode seguir o mesmo caminho.

O grupo vinha elevando a oferta desde maio em resposta à pressão dos EUA para que compensassem a queda na oferta da Venezuela e do Irã - este em virtude da retomada das sanções americanas. Porém, Washington decidiu conceder isenções temporárias a oito países - incluindo China, Índia e Japão - para que possam continuar a comprar petróleo iraniano. Isso resultou na queda nos preços internacionais do petróleo Brent, que caíram abaixo de US\$ 70 por barril na sexta-feira, de preços acima de US\$ 85 por barril em outubro.

"Existe um consenso de que haverá um excesso de oferta em 2019", disse o ministro do Petróleo de Omã, Mohammed bin Hamad al-Rumhy após a reunião da Comissão de Monitoramento Conjunto Ministerial em Abu Dhabi. Embora Omã não seja membro da Opec, o país participa das deliberações do grupo.

Antes, o ministro de petróleo da Arábia Saudita, Khalid al-Falih, havia indicado que o reino estava pronto para cortar a produção, enquanto a Rússia deixou a porta aberta para a possibilidade.

A Arábia Saudita e a Rússia - dois dos maiores exportadores de petróleo do mundo - e mais alguns produtores se reuniram em Abu Dhabi para avaliar a necessidade de reduzir a oferta de 1 milhão de barris por dia em 2019.

Antes da reunião, al-Falih disse que o corte na produção saudita era iminente. "Os pedidos [dos clientes] para dezembro estão 500 mil barris por dia abaixo dos de novembro. Estamos vendo uma redução gradual."

Esperava-se que a Rússia, maior aliado externo da Opec, fosse se opor a uma redução na oferta, uma vez que suas empresas de petróleo estão investindo fortemente para aumentar a produção, em torno de 300 mil barris por dia.

Mas o ministro de Energia russo, Alexander Novak, não descartou um corte no próximo mês. Falando antes do encontro, Novak disse que estava "em teoria" aberto a cortes na produção de petróleo, se o grupo chegar a um consenso.

A coalizão de 25 produtores da Opep e de fora do grupo deve tomar uma decisão no próximo mês em Viena. Mas al-Falih disse que era cedo demais para dizer o que seria decidido na reunião. "Não temos problema em reduzir a oferta, mas apenas se for necessário", disse ele, acrescentando que o grupo precisa ter certeza de que "o excesso de oferta continuará em 2019".

O ministro saudita acrescentou que uma decisão coletiva sobre um corte permanece altamente incerta. "Francamente, estamos vendo alguns sinais de [um excesso persistente] dos EUA [mas] nós não vimos esses sinais globalmente", disse ele.

O forte aumento na produção de petróleo e gás de xisto nos EUA tem sido um desafio para a Opep e seus aliados. A produção dos EUA subiu na semana passada para um volume recorde de 11,6 milhões de barris por dia, enquanto os estoques comerciais americanos aumentaram em 5,8 milhões de barris, de acordo com o Departamento de Energia. Em outubro, a produção da Opep atingiu o nível mais alto desde 2016, enquanto a Rússia extraiu 11,4 milhões de barris por dia, novo recorde pós-soviético. **(Com agências internacionais)**

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 12/11/2018

Seção: Especial

Autor: Estevão Taiar e Sergio Lamucci | De São Paulo

Título: Cenário favorece fim do subsídio ao diesel, dizem economistas

O cenário econômico de 2019 cria um quadro favorável para o governo federal abandonar o subsídio ao diesel, adotado como resposta à greve dos caminhoneiros. Com as previsões mais tranquilas para o dólar e para o preço do petróleo no ano que vem, o governo deveria desistir de vez de arcar com parte do valor do combustível - a subvenção de R\$ 0,30 por litro vale até 31 de dezembro. A análise é de economistas do Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getulio Vargas (Ibre/FGV), que na semana passada realizaram debate a respeito do tema no **Valor**.

A transição presidencial também abre espaço para a discussão. O Ministério da Fazenda já vem inclusive trabalhando em uma solução, de acordo com o **ministro de Minas e Energia, Moreira Franco**.

"É factível e desejável acabar com a subvenção ao diesel em 2019", diz Bráulio Borges, pesquisador-associado ao Ibre e um dos autores do estudo sobre o tema, que também trata dos problemas causados pelo tabelamento do frete rodoviário - outra das concessões feitas para encerrar a paralisação dos caminhoneiros, que teve duração de 11 dias, iniciada em 21 de maio (*ver a tabela abaixo*).

Nas contas dos economistas do Ibre/FGV, o custo total estimado das medidas para aplacar o ânimo dos motoristas ficou em R\$ 13,5 bilhões em 2018. Elas incluem a mudança na periodicidade dos reajustes do diesel nas refinarias, de diários para mensais; a subvenção temporária do preço nas refinarias e distribuidoras; a redução permanente da tributação federal sobre o diesel (Cide e PIS/Cofins); e o tabelamento do frete.

As perspectivas para 2019 apontam para um quadro favorável para se colocar um ponto final aos subsídios, segundo os analistas do Ibre/FGV. "Há uma janela de oportunidade para isso. Nada impede que no futuro o real volte a se desvalorizar, por exemplo. Deixar para acabar com o subsídio posteriormente pode ser mais complicado", diz Armando Castelar Pinheiro, coordenador de Economia Aplicada do Ibre-FGV.

O desconto de R\$ 0,30 por litro no preço do diesel foi uma das maneiras encontradas pelo governo federal para encerrar a paralisação dos caminhoneiros. Na ocasião, foi formada uma "tempestade perfeita", que levou Temer e sua equipe a atender as demandas dos caminhoneiros, na expressão de Castelar. Além da alta dos preços do petróleo no mercado internacional e da desvalorização do real, houve aumento da tributação sobre o diesel em 2017, a entrada em vigor da política de reajustes diários pela Petrobras, a fraca recuperação econômica - que limitava o valor do repasse dos fretes - e a baixíssima aprovação de Temer, presidente de um governo enfraquecido.

De junho de 2017 a maio de 2018, o diesel subiu 21,6%, levando o preço a atingir o nível mais elevado desde meados de 2009 em termos reais (descontada a inflação). Dessa alta de 21,6%, 7 pontos percentuais vieram do aumento da tributação federal sobre o combustível, definida em julho de 2017. A desvalorização do câmbio contribuiu com 5,8 pontos, enquanto outros 13,8 pontos se deveram à nova política de preços da Petrobras e da alta do petróleo no mercado internacional. Na direção contrária, a redução da margem média de comercialização dos postos "tirou" 5 pontos da variação das cotações do diesel.

Com validade até o fim deste ano, os gastos totais com a subvenção de R\$ 0,30 por litro foram estimados em até R\$ 9,5 bilhões para 2018, considerando o período de junho a dezembro. Para isso, a União abriu um pedido de crédito

extraordinário, deixando a quantia fora do teto de gastos, o mecanismo que limita o crescimento das despesas não financeiras à inflação do ano anterior.

Agora, o cenário está muito mais favorável para que o governo abandone o subsídio, segundo os economistas do Ibre/FGV. Levando em conta projeções mais recentes, eles calculam que o barril de petróleo tipo Brent ficará na média em US\$ 75 durante o ano que vem. Para o dólar, a projeção é de R\$ 3,80. Nesse caso, seriam necessários R\$ 7,4 bilhões (ou R\$ 0,13 centavos por litro) anuais para manter o litro do diesel na bomba em R\$ 3,50 - valor médio registrado entre junho e novembro deste ano. A ausência de protestos no período, de acordo com Borges, sugere que esse é um preço "tolerado" pelos caminhoneiros. Com o dólar a R\$ 3,70, nível mais próximo do observado nas últimas semanas, o subsídio seria ainda menor, algo como R\$ 4 bilhões anuais.

Por razões ainda não totalmente identificadas pelos economistas, até outubro foi gasto apenas R\$ 1,68 bilhão dos R\$ 9,5 bilhões reservados à subvenção. Ou seja: o preço do combustível caiu em uma proporção menor do que o desconto oferecido pelo governo. Dificuldades de empresas se credenciarem para terem direito ao subsídio é um dos motivos. "Dessa maneira, fica mais fácil tirar o subsídio. Quando você acaba com ele, o preço não dá aquele salto tão grande", diz Manoel Pires, pesquisador do Ibre e ex-secretário de Política Econômica.

O crescimento mais robusto da atividade em relação a este ano também deve puxar o valor dos fretes para cima. Borges destaca que a expansão do Produto Interno Bruto (PIB) deve passar de 1,5% em 2018 para algo entre 2% a 3% no ano que vem. Além disso, a elasticidade do valor dos fretes, nos cálculos de Borges, é maior do que 1. Ou seja: quando o PIB cresce 1%, o valor dos fretes sobe ainda mais.

Outro fator positivo é a previsão de alta de 6% a 6,5% do preço dos alimentos no ano que vem, segundo Livio Ribeiro, pesquisador do Ibre/FGV. Isso abriria espaço para um maior reajuste do valor do transporte de produtos agrícolas.

Parte da ajuda para colocar fim ao subsídio pode vir também da conjuntura política. Borges lembra que, no auge da greve, o governo Temer era considerado bom ou ótimo por aproximadamente 5% dos brasileiros. Já o presidente eleito, Jair Bolsonaro, deve começar o mandato com aprovação de algo entre 40% e 50%, de acordo com ele. Mas os economistas ponderam que Bolsonaro agradeceu publicamente os caminhoneiros em entrevista ao Jornal Nacional, logo no primeiro dia após o primeiro turno.

Um sinal de que o valor do diesel já não é um problema tão grave surgiu em setembro, quando o preço do combustível voltou aos patamares de maio. "Isso

sugere que, para a categoria, os reajustes menos frequentes e a tabela que estabelece valores para o frete são mais importantes", diz Borges.

Manoel Pires destaca ainda que a abertura do crédito extraordinário para bancar o subsídio só foi possível em razão do caráter "imprevisível" dos acontecimentos de maio. "Agora esse argumento [da imprevisibilidade] tem menos força", o que provavelmente obrigaria o governo a incorporar a quantia destinada à subvenção ao teto dos gastos. "E esse é um benefício direcionado para uma categoria muito específica, que não gera uma sensação evidente de bem-estar para população", diz.

Uma opção apontada para minimizar os impactos de eventuais altas do preço do diesel seria a adoção de uma regra suavizando os reajustes, com base em médias móveis trimestrais, por exemplo.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 12/11/2018

Seção: Especial

Autor: Sergio Lamucci e Estevão Taiar | De São Paulo

Título: Tabelamento do frete deve ser revogado, defendem analistas

O tabelamento do frete rodoviário não faz sentido num mercado com muita concorrência, tendendo a levar a distorções como a criação ou ampliação de frotas de caminhões por empresas que precisam escoar a sua produção, na visão de economistas do Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas (FGV).

"A melhor opção é revogar a tabela", diz Bráulio Borges, pesquisador-associado do Ibre/FGV, que não vê uma alternativa razoável à extinção da medida, tomada pelo governo em maio, como uma das respostas para colocar um fim à greve dos caminhoneiros.

Borges observa que, se o tabelamento for mantido, além de fazer as empresas investirem em frotas próprias, causando ineficiência, pode provocar uma perda ainda maior de fatia do mercado dos motoristas autônomos. E, tudo indica, foi justamente essa categoria a principal responsável pela paralisação, avalia ele. "O mercado como um todo encolheu e os autônomos ainda perderam market share", diz Borges. "Se mantida, a tabela de fretes mínimos poderá trazer mais problemas à frente. Acho que tem que revogá-la. Se você está preocupado com a questão dos autônomos, deve tentar resolver de outra maneira, mas não com o tabelamento de fretes num mercado que é concorrencial."

Coordenador de economia aplicada do Ibre/FGV, Armando Castelar diz que a adoção da tabela de fretes foi "uma péssima solução". Segundo ele, "no curtíssimo prazo", ela gera uma transferência de renda para os caminhoneiros, enquanto as empresas demoram para ter ou ampliar frotas próprias. "Mas é o mesmo que tabelar dólar, tabelar outras coisas. Nós já vimos no Brasil que isso não funciona."

Dado o aumento de custos provocado pelo tabelamento, empresas do setor agrícola passaram a estudar a criação ou ampliação de frotas de caminhões. É algo que causa ineficiência, segundo Castelar. A consequência é que, em vez de se preocupar em produzir, processar e comercializar, as companhias têm de se preocupar - e eventualmente gastar dinheiro - com uma atividade que não é o seu foco principal.

Um efeito colateral da ação das empresas é provocar uma perda de mercado ainda maior para os caminhoneiros autônomos. Segundo Borges, a fatia desses motoristas caiu de 46% em 2013 para 39% em 2016 (informação mais recente disponível). Além disso, o rendimento médio real (descontada a inflação) dos autônomos "encolheu expressivamente nos últimos anos". Houve queda relevante na diferença em relação aos ganhos dos motoristas empregados, cujos salários ficaram relativamente estáveis, além de contar com vários outros benefícios, como o 13º e o adicional de férias.

Ex-secretário de Política Econômica da Fazenda e pesquisador do Ibre/FGV, Manoel Pires vê um cenário mais favorável em 2019 para o fim do tabelamento. A expectativa é de um crescimento mais forte da economia, o que deve aumentar a demanda por fretes - a fraqueza da atividade foi um dos fatores que afetaram a vida dos caminhoneiros, levando as empresas a buscar menos os seus serviços. A expectativa também é que os preços de alimentos aumentem a um ritmo mais firme em 2019, diz Pires. Com isso, os agricultores terão mais folga para arcar com fretes um pouco mais elevados.

A questão do tabelamento foi judicializada, e ainda não foi decidida pelo Supremo Tribunal Federal (STF). Na sexta-feira, a Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) definiu os valores das multas para quem não cumprir a tabela do frete.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 12/11/2018

Seção: Especial

Autor: Sergio Lamucci | De São Paulo

Título: Estudo mostra que tabela é nociva para setor privado

Estudo do Boston Consulting Group (BCG) aponta diversas consequências negativas da tabela de frete rodoviário para o setor privado, avaliando que as implicações podem ser nocivas para os negócios no país. Elas resultam em aumento de preços para o restante da cadeia de produtos e para consumidores, "gerando uma tendência de queda de competitividade dos setores produtivos", diz o relatório do BCG, ao tratar de uma das decisões tomadas pelo governo em maio, então acuado pela greve dos caminhoneiros.

A manutenção da tabela estimula empresas a ter frotas próprias de caminhões, como já começa a ocorrer no setor agroindustrial, avalia o BCG. "Tal movimento, juntamente com a dificuldade de acesso a cargas que o caminhoneiro autônomo precisa enfrentar, pode apresentar um efeito reverso para essa categoria: o caminhoneiro autônomo até poderá contar com uma remuneração maior para cada frete com a tabela mínima, porém o nível de ociosidade será mantido ou mesmo aumentará", diz o estudo.

"O tabelamento está longe de ser a solução ideal", resume Thiago Cardoso, diretor do BCG especialista em infraestrutura. Ele observa que é muito complexo criar uma tabela de preços que contemple todas as situações de negócios. "É muito difícil estabelecer uma tabela objetiva que considere de maneira justa e adequada todas as peculiaridades que afetam o preço, tais como: consideração do frete de retorno, condições das estradas, tempo de carregamento/descarregamento, produtividade, diferenciação por qualidade/idade do ativo (caminhão)", nota o estudo, lembrando ainda que ela pode ser vista como fator de limitação de concorrência pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade).

"Ela não corrige o problema e é ineficaz", diz Cardoso, reiterando que a medida pode aumentar o preço por viagem feita pelo caminhoneiro, mas, ao estimular o aumento da oferta, que já seria excessiva, há a perspectiva de maior ociosidade. "Quem deveria a priori ser beneficiado pela tabela pode no final das contas ser prejudicado", diz o estudo.

O relatório ressalta que o impacto da tabela de frete é muito significativo para as empresas que precisam ter a sua produção transportada. Cardoso diz que, no caso de uma empresa exportadora de grande porte do setor industrial entrevistada pelo BCG, a tabela do frete pode aumentar os custos em R\$ 500 milhões por ano. "Nesse contexto, a verticalização das atividades de transporte se tornará mais atrativa", aponta o estudo, observando que essa opção "claramente demanda cuidados e envolve riscos", dado que implica na entrada dessas empresas num segmento historicamente caracterizado por alta informalidade e baixos retornos. "Algumas empresas do setor agroindustrial, um dos ramos mais impactados pela tabela, já anunciaram a compra de caminhões e a internalização parcial das atividades logísticas."

Segundo Cardoso, há companhias que já seguem a tabela, arcando já com um aumento de custo; outras não a cumprem, parcial ou integralmente, o que gera um passivo em potencial; e há algumas que já decidiram pelo menos em parte pela chamada verticalização, discutindo se vão comprar frotas próprias de caminhões ou se vão alugá-los.

Ao analisar as implicações para a economia, o estudo do BCG enfatiza que, "com a aplicação da tabela, há uma tendência de queda de competitividade dos setores produtivos e um aumento de preços para o restante da cadeia de produtos/consumidores". No caso de setores com forte dependência das exportações, como o agroindustrial, "o impacto pode atingir valores muito acima do simples aumento do frete".

A medida, desse modo, tem diversos problemas, causando vários efeitos colaterais indesejados. "Em resumo, acreditamos que a tabela apresenta uma complexidade grande de implementação, causa distorções no modelo competitivo existente e não resolve a causa raiz do problema, de atual excesso de capacidade de transporte rodoviário", diz o estudo do BCG. É mais um elemento a complicar a "já ineficiente cadeia logística do país".

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 12/11/2018

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

Demissão na Eletrobras

A Eletrobras fez novo adiamento do prazo para adesões à nova etapa do Plano de Demissão Consensual (PDC), desta vez para quarta-feira. A empresa não explicou o motivo da mudança. Na nova etapa do PDC, a Eletrobras tem meta de adesão de 2.281 empregados com um custo aproximado de R\$ 730 milhões. Caso a meta seja alcançada, a empresa estima economia da ordem de R\$ 660 milhões por ano. O plano de demissão foi reaberto em 15 de outubro.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 12/11/2018

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho | Do Rio

Título: Venda de ativo no exterior já gera US\$ 4 bi à Petrobras

Depois de investir bilhões de dólares num esforço de internacionalização ao longo dos anos 2000, a Petrobras já se desfez de boa parte dos ativos adquiridos na década passada. Desde 2015, em resposta a sua crise financeira, a estatal já levantou US\$ 4,6 bilhões com alienações no exterior.

Os negócios mais recentes incluem a venda de sua fatia de 50% na PetroÁfrica e a criação de uma joint venture com a Murphy no Golfo do México - negócio que, na prática, representa uma redução de sua participação nos EUA.

Ao fim desses desinvestimentos, a Petrobras sairá com uma produção média de 20 mil barris diários de petróleo no exterior, focada sobretudo nos Estados Unidos - onde a petroleira permanecerá com 20% de uma joint venture com a Murphy. O volume representa apenas 12% do pico de produção internacional da companhia nos idos 2004, quando chegou a atingir uma média de 168 mil barris/dia.

A estatal também caminha, com a negociação em curso para venda de Pasadena (EUA), para se desfazer de todas as suas refinarias no exterior, depois dos desinvestimentos anunciados também na Argentina e Japão.

No setor de distribuição de combustíveis, com a venda de seus ativos no Paraguai, a petroleira também consolida um movimento de saída de seus principais mercados na América do Sul. A brasileira só ficará na Colômbia e Uruguai, com uma rede que representa apenas 20% daquela que detinha em 2016, antes de vender seus ativos na Argentina, Paraguai e Chile. Fora isso, se manterá na distribuição de gás no Uruguai, na produção de gás na Bolívia e em alguns poucos ativos de exploração e produção na Argentina.

As vendas desmancham boa parte de um processo de internacionalização que começou ainda na década de 1970, na Colômbia, mas que se intensificou a partir dos anos 1990. O professor do Grupo de Economia da Energia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Edmar Almeida, conta que a estratégia se deu num momento em que o pré-sal ainda não havia sido descoberto e as oportunidades no Brasil eram menores.

Foi no governo FHC que a internacionalização entrou no radar de forma mais relevante. Nos anos 1990, houve inclusive uma tentativa de mudar o nome da companhia para Petrobrax, sob a alegação de que o nome soava melhor aos estrangeiros e que o nome Petrobras possuía uma associação excessiva com o Brasil.

Foi na década passada, sobretudo no governo Luiz Inácio Lula da Silva, contudo, que a presença global da brasileira se expandiu. Nos anos 2000, a Petrobras

entrou, por exemplo, em países como Paraguai, Uruguai, Chile, Nigéria, Tanzânia, Guiné Equatorial e Japão.

Alguns desses investimentos foram cercados de polêmicas. Na Bolívia, as refinarias da companhia foram nacionalizadas durante o governo Evo Morales. Já a compra de Pasadena foi parar nos holofotes da Lava-Jato. Os ex-diretores da estatal Paulo Roberto Costa e Nelson Cerveró admitiram à Justiça que a compra da refinaria envolveu o pagamento de US\$ 15 milhões em propina por parte da Astra Oil. Segundo a Polícia Federal, o negócio foi superfaturado em US\$ 741 milhões.

De acordo com especialistas consultados pelo **Valor**, a redução da presença global da petroleira brasileira é um "passo natural" dentro do processo de reestruturação da companhia, que concentra suas atividades sobretudo no pré-sal. Isso não significa, porém, o fim da internacionalização da estatal.

"Acredito que no futuro poderá haver um novo ciclo de internacionalização. Como a empresa se tornará na próxima década uma grande exportadora de petróleo, pode fazer sentido para ela buscar ativos de refino e petroquímica no exterior, principalmente na Ásia. Investir nesses segmentos cria canais de comercialização e ajuda a garantir mercado para o seu produto", comenta Almeida.

Já o diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), Adriano Pires, não acredita que a Petrobras voltará a investir no refino, no exterior. Ele, porém, vê sentido numa eventual busca de ativos de produção de gás fora do país.

"Hoje o mix de produção da empresa é muito desequilibrado. Enquanto algumas petroleiras globais produzem praticamente metade petróleo, metade gás, a relação da Petrobras é de 80% óleo e 20% gás", disse Pires.

Por outro lado, enquanto a Petrobras se afasta do mercado de distribuição no exterior, as multinacionais começam a voltar para o Brasil. Ao todo, três empresas estrangeiras (Vitol, Glencore e Petrochina) entraram no mercado nacional de distribuição nos últimos meses, por meio de aquisições.

O movimento acontece depois de uma década de inflexão na presença das multinacionais no Brasil. Desde 2008, saíram do mercado brasileiro empresas como a Esso, Repsol YPF e a Chevron.

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 12/11/2018****Seção: Empresas****Autor: David Sheppard e Anjli Raval | Financial Times****Título: Cinco pontos que tentam explicar as oscilações do Brent**

Os preços do petróleo oscilaram violentamente nos últimos 30 dias, na expectativa da entrada em vigor das sanções dos Estados Unidos contra o Irã. Mas quais são os principais fatores a impulsionar as flutuações dos preços, e o que está para vir?

Da carência à abundância?: Apenas um mês atrás, o petróleo bruto tipo Brent alcançou sua maior alta dos últimos quatro anos, ao superar os US\$ 86 o barril, diante da preocupação dos operadores com a possibilidade de as iminentes sanções dos EUA sobre o Irã criarem desabastecimento.

Desde então, no entanto, os preços caíram 20%, em vista da reavaliação da situação pelo mercado. Na sexta-feira o barril fechou a US\$ 70,18, com queda de 0,66%.

A produção de petróleo dos EUA subiu de maneira mais acelerada que o previsto, enquanto a Arábia Saudita, o maior exportador mundial, elevou a produção para níveis próximos ao seu maior patamar já registrado.

A Rússia e outros países também começaram a extrair o combustível, em grande medida à vontade, enquanto os EUA promoveram isenções limitadas das sanções para grandes compradores de petróleo iraniano a fim de ajudar a manter os preços sob controle.

Ao que parece, o mercado ficou, de repente, muito mais relaxado com relação à disponibilidade de petróleo bruto, e os preços, correspondentemente, perderam impulso. Mas alguns operadores estão advertindo que pode ser prematuro argumentar que o mercado de petróleo deixou seus problemas para trás.

As sanções ao Irã entram em vigor: Oito países foram autorizados a importar volumes limitados de petróleo iraniano, com a entrada em vigor das sanções impostas pelos Estados Unidos destinadas a prejudicar a economia de Teerã. China, Índia, Coreia do Sul, Japão e Turquia estão entre os beneficiários.

As exportações do Irã podem não cair rapidamente neste primeiro momento, apesar da meta de exportação zero do governo americano, mas já recuaram

significativamente. O Irã tinha elevado as exportações para 2,8 milhões de barris/dia em abril, mas já tinham diminuído para menos de 1,8 milhão de b/d no mês passado.

Mesmo com as isenções de cumprimento das sanções, analistas da consultoria FGE preveem nova queda, para 1,3 milhão de b/d, nos próximos seis meses.

"Não prevemos que [os oito países] terão carta branca para importar o quanto quiserem", disse a FGE, advertindo para uma queda para menos de 1 milhão de b/d no ano que vem e para uma nova alta dos preços do petróleo bruto.

Brian Hook, representante especial dos EUA para o Irã, disse na semana passada que haverá novas reduções. "Nossa meta continua sendo levar os países a [importação] zero com o passar do tempo."

Opep avalia desaceleração da demanda: A Organização dos Países

Exportadores de Petróleo (Opep) e a Rússia concordaram em junho em relaxar seus cortes de produção após terem sido pressionadas pelo presidente dos EUA, Donald Trump, que queria manter os preços sob controle ao mesmo tempo em que tomaria a iniciativa de reduzir as exportações do Irã.

A Arábia Saudita, o principal membro da Opep, prometeu atenuar qualquer escassez do mercado e disse posteriormente que aumentaria a produção rumo a 11 milhões de b/d, um recorde.

Mas a Arábia Saudita tem pela frente um delicado número de equilíbrio em meio à incerteza com relação ao comércio mundial e à possibilidade de as moedas dos mercados emergentes alcançarem crescimento econômico e consumo. Embora o reino queira tranquilizar os EUA, um excesso de oferta pode causar a queda dos preços.

O ministro da Energia, Khalid A Al-Falih, disse à agência de notícias russa Tass, no mês passado, que poderá haver uma potencial superoferta. "Uma desaceleração da economia mundial pode prejudicar a demanda por petróleo", disse.

As observações seguem-se a correções para baixo promovidas pelo braço de pesquisa da Opep, que disse que a demanda mundial por petróleo vai aumentar em 1,36 milhões de b/d no ano que vem, volume inferior ao acréscimo de 1,5 milhão de b/d registrado neste ano. Essas estimativas foram reiteradamente diminuídas desde julho, quando o órgão previu um crescimento de 1,65 milhão de b/d em 2018 e de 1,45 milhão de b/d em 2019.

Em uma época em que o reino precisa de preços fortes do petróleo para custear suas reformas socioeconômicas, as observações de Falih sugerem que o país pode estudar a possibilidade de voltar a reduzir a produção.

"A Arábia Saudita e alguns de outros importantes membros da Opep agirão de forma pró-ativa para garantir que o mercado não passe por uma superoferta", disseram analistas da Energy Aspects.

Ministros se reuniram no fim de semana em Abu Dhabi a fim de discutir a política de produção, preparando a reunião formal marcada para dezembro em Viena.

Capacidade ociosa reguladora de produção é limitada: É possível que os mercados de petróleo pareçam mais bem-abastecidos do que estavam um mês atrás, mas por trás desse quadro há temores sobre qual é a origem dessa oferta adicional.

Embora parte dela seja proveniente dos novos poços de petróleo de xisto dos EUA, os volumes adicionais sauditas envolveram recurso à capacidade ociosa do reino - um estoque regulador de produção mantido em reserva para o caso de graves episódios de desabastecimento.

Quando essa oferta entrar no mercado para substituir os barris iranianos pode não haver um grande volume remanescente, para o caso de ocorrer um novo déficit de abastecimento.

"O que consideramos especialmente assustador nos mercados de petróleo hoje é a falta de capacidade ociosa da Opep", disse Neil Beveridge, do Bernstein, que estimou que a capacidade ociosa caiu para aproximadamente 1,3 milhão de b/d, ou pouco mais do que 1% da demanda mundial.

Ele acrescentou que, se os EUA conseguirem empurrar as exportações do Irã em direção a zero haverá, ainda assim, "uma escassez física de petróleo no mundo", mesmo antes de se considerarem outros países propensos a riscos, como Venezuela, Nigéria e Líbia.

A produção de petróleo da Venezuela caiu de 2 milhões de b/d para 1,2 milhão de b/d em apenas 15 meses, e há poucos sinais de que essas diminuições de produção possam desacelerar. "É possível vislumbrar um acontecimento raro...[que] possa acabar facilmente com a pouca capacidade ociosa que ainda há", disse Beveridge.

Caem as apostas otimistas no petróleo bruto: Os fundos de hedge foram desde o otimismo com o mercado de petróleo bruto, no começo deste ano, até a

redução significativa de suas posições nas últimas semanas, o que sugere que muitos deles apostam que o ciclo virou.

Os fundos que negociam o petróleo West Texas Intermediate (WTI), o referencial dos EUA, reduziram suas posições compradas líquidas - a diferença entre as apostas na alta e na baixa dos preços - para o nível mais baixo dos últimos doze meses, enquanto os que negociam o petróleo tipo Brent, a referência internacional, diminuíram as posições compradas líquidas para seu nível mais baixo desde julho.

Somados, os fundos detêm atualmente posições equivalentes a pouco mais de 500 milhões de barris de petróleo bruto, uma quantidade significativa, mas muito inferior às posições de mais de 1 bilhão de barris que mantiveram por várias ocasiões nos últimos dois anos.

Para alguns, este é um sinal de que os preços continuarão caindo, tendo na ausência de compras por parte dos fundos um provável fator de desaquecimento do mercado. Alguns fundos chegaram até a apostar diretamente contra o preço.

Outros analistas acham que, se deixar de entrar no mercado um número maior de barris do Irã do que se prevê atualmente, ou outro episódio de comprometimento da oferta ocorrer em outro país, os fundos se apressarão em voltar ao mercado, dando impulso a qualquer alta. **(Tradução de Rachel Warszawski)**

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 12/11/2018

Seção: Agronegócios

Autor: Camila Souza Ramos | De São Paulo

Título: Usinas reforçam estoques de etanol atentas à demanda

Diante de um mercado de etanol extremamente aquecido desde o início do ano, as usinas reforçaram seus estoques no fim do último trimestre com a expectativa de que a demanda continue em alta na entressafra - que promete ser mais longa do que a última - e de preços mais remuneradores.

Nacionalmente, o volume de etanol (hidratado, que compete com a gasolina, e anidro, misturado ao combustível fóssil) estocado nas usinas do país no fim do segundo trimestre da safra 2018/19, em 30 de setembro, era 28,7% maior que um ano antes, com 10,955 bilhões de litros, segundo o Ministério da Agricultura. E as empresas de capital aberto foram ainda mais agressivas.

A Raízen Energia, joint venture entre Cosan e Shell e que operou nesta safra em 24 usinas, encerrou o último trimestre com 79,4% mais etanol que um ano antes, com 1,3 bilhão de litros. O Grupo São Martinho, com quatro usinas, começou o terceiro trimestre com 610,6 milhões de litros de etanol estocados, 34,8% de alta. Com nove usinas em atividade, sendo que uma foi vendida no meio do trimestre, a Biosev elevou seus estoques em 33,4%, para 459 milhões de litros.

O aumento dos estoques é resultado da decisão das companhias de maximizar a produção de etanol nesta temporada - já que o biocombustível foi mais remunerador que o açúcar - e da estratégia de carregar o produto para aproveitar os preços da entressafra, sazonalmente mais elevados.

A três empresas planejam vender esses volumes de maneira escalonada no terceiro e quarto trimestres da safra. "Temos perspectiva de preços melhores do que no primeiro e no segundo trimestre, o que corrobora nossa estratégia de vender nos próximos meses", disse Philippe Casale, gerente de relações com investidores da Cosan em teleconferência com analistas.

Mas mudanças recentes no mercado de gasolina levantaram incertezas entre investidores e analistas quanto ao acerto dessa estratégia. Desde outubro, a Petrobras tem reduzido o preço da gasolina, refletindo o tombo do petróleo e o recente refluxo do dólar após as eleições no Brasil. Em outubro, o preço da gasolina A (nas refinarias) caiu 15,96%, e neste mês já cedeu mais 0,84%.

Essa pressão ainda não é vista com preocupação pelas usinas. "[O preço da gasolina]" sempre dá um teto para o etanol, então essa queda pode sim ter algum impacto no curto prazo, mas está em linha com nossa estratégia porque a demanda por etanol continua muito forte", afirmou Casale. Em seu balanço, a Cosan estimou que preço médio do etanol (anidro e hidratado) em seus estoques seja de R\$ 1.443 por metro cúbico, 9,7% acima do preço médio de um ano atrás.

A São Martinho também está otimista. A empresa avalia que o preço do etanol precisa subir 5% no segundo semestre desta safra em relação ao mesmo período do ciclo passado para resultar em um preço médio de venda na temporada de R\$ 1,85 o litro, 7% acima do valor médio da safra 2017/18. "Não é um número agressivo, dada a dinâmica de preços de petróleo de lá para cá", disse Felipe Vicchiato, diretor financeiro da São Martinho, a analistas.

Ele ressaltou que o etanol hidratado segue competitivo ante a gasolina e que há espaço para alta do preço do biocombustível mesmo que o fóssil não suba igualmente. "O preço está em 63% [da gasolina] nos principais mercados consumidores", disse Vicchiato, indicando que a diferença poderia se aproximar

dos 70% (patamar em que o etanol perde a vantagem competitiva), sem afetar a demanda.

O encerramento precoce da produção desta safra também pode ajudar a sustentar os preços, disse Juan José Blanchard, CEO da Biosev, ao **Valor**. "Não estamos percebendo que os preços [do etanol] deveriam cair muito mais. Muitas usinas fecharam a safra cedo como consequência de uma safra mais curta em decorrência da seca", observou.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 12/11/2018

Seção: Finanças

Autor: José de Castro e André Mizutani | De São Paulo

Título: Tombo do petróleo sugere perda de fôlego da economia

Investidores começam uma semana importante para o desenho de cenários econômicos para o fim do ano e também começo de 2019. Dados de PIB na zona do euro e uma saraivada de números na China serão analisados com atenção, depois de sinais recentes de que a economia mundial está perdendo ritmo.

Uma das evidências de maior receio sobre a fortaleza da atividade global tem vindo do mercado de commodities. Embora esse segmento seja bastante suscetível a questões geopolíticas - especialmente o petróleo -, analistas concordam que o tombo dos preços de matérias-primas emite um sinal de maior ceticismo para a perspectiva econômica. "Os mercados atualmente veem o tombo nos preços do petróleo como um sinal de que a economia global está desacelerando", disse Carsten Brzeski, economista-chefe do ING na Alemanha.

Na semana passada, o petróleo WTI, negociado em Nova York, entrou em "bear market" ao acumular queda de mais de 20% desde os picos recentes (de outubro). O Brent, referência internacional para a commodity, segue para o mesmo caminho: recua 18,67% desde a máxima de outubro.

Mesmo o mercado de ações, que começou o mês de forma mais otimista depois do pior outubro em uma década, já dá sinais de ânimo mais contido. Na sexta-feira, os três principais índices em Nova York fecharam com quedas de mais de 1%, puxados por papéis do setor de tecnologia, já em espiral negativa há semanas.

O índice Nasdaq Composto, com forte peso de empresas do setor, caiu 1,65% na sexta-feira, aos 7.406,90 pontos. O S&P 500 cedeu 0,92%, para 2.781,01 pontos. E o Dow Jones recuou 0,77%, a 25.989,30 pontos.

Wall Street tem sentido não apenas o alerta sobre as expectativas econômicas, mas, principalmente, o receio de que as margens de lucro das empresas sejam mais visivelmente prejudicadas daqui para frente. O impacto sobre as margens vem de maiores custos, seja por causa da inflação mais alta, seja por causa de elevação de tarifas decorrentes da guerra comercial entre EUA e outros países (especialmente China).

Das 415 empresas do S&P 500 que já divulgaram balanços nesta temporada, 138 (ou 33%) citaram o termo "tarifas" em suas teleconferências. Até o momento, essa porcentagem está abaixo da vista na temporada de resultados do segundo trimestre (38%), mas analistas ressaltam que pode ser questão de tempo até que a proporção seja alcançada ou superada.

Na sexta-feira, foi divulgado que o índice de preços ao produtor nos EUA teve em outubro a maior alta mensal em seis anos, de 0,6% - o dobro do esperado pelo mercado.

A inflação é um dos três riscos citados por Seth Carpenter, economista do UBS, em relação aos EUA. Como considera que a economia segue forte, Carpenter não descarta que o patamar baixo e ainda em queda de desemprego gere mais inflação justamente por causa do aumento das tarifas comerciais. De maneira geral, o risco é que o gasto dos consumidores não seja tão resiliente a choques como se pensa. **(Com agências internacionais)**

MME / ASCOM .