

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

Destaque: Matérias que citam o ministro Fernando Coelho Filho ou o MME:

Folha de S. Paulo

[Título: Empresas ameaçam ir à Justiça contra novo marco do setor de gás](#) 7

[Título: Governo agenda dois leilões de energia elétrica para 2018](#)..... 10

Correio Braziliense

[Título: Irritou mais](#)..... 12

Valor Econômico

[Título: Falta de regulamentação atrasa a receita da União com óleo do pré-sal](#) 15

[Título: Novo marco legal para o gás natural provoca divergências no setor](#)..... 20

[Título: Temer tenta manter placar contra denúncia](#)..... 24

Sumário

VEÍCULO: O Globo.....	3
Título: Petrobras tem vitória em processo fiscal	3
Título: O sinal da Petrobras.....	4
Título: Notas	5
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo.....	6
Título: Vale bate recorde de produção de minério no 3º trimestre	6
Título: Nota.....	6
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	7
Título: Empresas ameaçam ir à Justiça contra novo marco do setor de gás	7
Título: Petrobras paga para usar dutos que construiu no Rio Grande do Norte	9
Título: Rodadas do pré-sal terão disputa acirrada, diz chefe da ANP	9
Título: Governo agenda dois leilões de energia elétrica para 2018.....	10
VEÍCULO: Correio Braziliense.....	12
Título: Irritou mais.....	12
Título: Postos sem licença ameaçam o ambiente	12
VEÍCULO: Valor Econômico	15
Título: Falta de regulamentação atrasa a receita da União com óleo do pré-sal	15
Título: Custo da energia terá impacto sobre retomada em 2018.....	18
Título: Novo marco legal para o gás natural provoca divergências no setor.....	20
Título: ANP projeta custo menor de importação do produto da Bolívia	22
Título: Para diretor-geral da agência, leilão de áreas do pré-sal terá disputa acirrada	23
Título: Temer tenta manter placar contra denúncia.....	24
Título: O mosaico do risco hidrológico e seus impactos no mercado.....	26
Título: Minoritário da CPFL Renováveis leva à CVM queixa contra State Grid	28
Título: Destaques	31
Título: Vale bate recorde de produção no 3º tri	32
Título: AziLat amplia presença no país e deve produzir em 2018.....	33
Título: Oferta pública de ações vai vender a BR que ela quer ser	35
Título: Petrobras vence disputas no Carf sobre dedução de despesas.....	38

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia****Autor: Ramona Ordoñez****Título: Petrobras tem vitória em processo fiscal**

Carf decide a favor da estatal, que corria risco de desembolsar R\$ 7,8 bilhões.

O Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (Carf) decidiu, por unanimidade, a favor da Petrobras num processo em que a estatal corria o risco de ter de desembolsar R\$ 7,8 bilhões. O Carf é um tribunal administrativo ligado ao Ministério da Fazenda que julga recursos sobre multas aplicadas pela Receita Federal. O processo aborda o momento da dedutibilidade dos gastos registrados pela Petrobras com o desenvolvimento da produção de petróleo e gás para apuração do Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e da Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) referente ao exercício de 2010. Na avaliação das empresas petroleiras, é possível deduzir antecipadamente dos custos dos projetos o montante a ser pago em imposto, o que, na prática, resulta na redução do recolhimento de tributos. A prática era questionada pela Receita Federal. O tema foi agora regulamentado pela medida provisória (MP) 795, que estende o cronograma de benefícios tributários para o setor petrolífero e esclarece a possibilidade de dedução antecipada dos gastos. O valor bilionário do processo no Carf representa quase a metade dos R\$ 15,6 bilhões previstos como possíveis perdas referentes a esse assunto no balanço da Petrobras no segundo trimestre deste ano. A estatal lista, em seus resultados, 22 itens de processos de natureza fiscal.

VENDA DA BRASKEM

Ao contrário do que foi publicado na edição de ontem do GLOBO, a venda da fatia da Petrobras na Braskem, que faz parte de seu plano de desinvestimento, não depende da edição de um decreto, conforme havia sido informado pela assessoria do Palácio do Planalto. Petrobras e Odebrecht são sócias na empresa petroquímica. A Odebrecht tem 50,1% do capital votante, e a Petrobras, 47%. Uma parcela da participação da Petrobras na companhia constava no Plano Nacional de Desestatização. O governo decidiu retirar esta fatia do plano de privatizações. A expectativa é que a mudança facilite uma alienação futura.

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia / colunas****Autor: Míriam Leitão****Título: O sinal da Petrobras**

A melhora do risco da Petrobras anunciada pela Moody's teve repercussão imediata nos bônus da empresa, com a queda das taxas de juros cobradas pelo mercado. O diretor financeiro da companhia, Ivan Monteiro, comemorou não apenas a redução do custo do financiamento, mas também o relatório da agência de risco que apontou avanços nos quatro pontos que a nova gestão tinha escolhido como prioritários.

“Um papel de cinco anos que em outubro, novembro de 2015 pagava 15%, antes do upgrade da Moody's estava em 4,11%, e no dia seguinte ao anúncio, de manhã, abriu a 3,96%. Isso baliza o custo cobrado da Petrobras”, disse. A dívida bruta da empresa já foi US\$ 145 bilhões, caiu para US\$ 115 bilhões, com a líquida chegando a US\$ 90 bi, mas a melhor forma de ver isso é por outra medida: a relação entre o endividamento e a geração de caixa. Quando essa diretoria assumiu era de 5,2 vezes, hoje está em 3,2 e a meta é 2,5 até dezembro de 2018: — Vamos atingir, mas mesmo assim será uma dívida alta para os parâmetros da indústria que é hoje de 1,5. É preciso não relaxar e manter a disciplina. O que é mais interessante no relatório da Moody's é que ela reconheceu que há uma nova política de preços em vigor, há disciplina administrativa, tem havido esforços de administrar a dívida, e uma nova governança na empresa. Vários projetos de retorno longo, ou que ainda nem aconteceram, como o Comperj, por exemplo, foram financiados com dívidas curtas. Estamos renegociando essas dívidas e trocando papéis para ter um novo perfil da dívida.

Tudo isso estava no plano de gestão e estamos executando. Nenhuma outra empresa foi mais violentamente atingida pelo processo de corrupção do que a Petrobras e, a partir da nova diretoria, com boa gestão, ela tem aos poucos saído da situação dramática em que estava. Mesmo assim, a companhia ainda está distante de algumas metas, como a de conseguir US\$ 21 bilhões de desinvestimentos até o fim de 2018. Até agora não conseguiu nada. A agência minimizou as dificuldades da empresa em vender ativos, justamente porque o fluxo de caixa está mais forte e já houve queda do endividamento. O risco jurídico também diminuiu, segundo a Moody's, porque a companhia mudou sua governança, como consequência da Lava-Jato, e já conseguiu chegar a acordos com 21 dos 27 investidores individuais que haviam processado a companhia por causa da corrupção.

A petrolífera também está mais preparada financeiramente para honrar com as multas que ainda podem ser aplicadas. No seu comunicado, a Moody's ressaltou que a Petrobras captou US\$ 19,2 bilhões em títulos, reduziu a sua dívida em cerca de US\$ 10 bilhões e ainda conseguiu manter US\$ 24,5 bi em caixa. Considera que é factível atingir a meta de redução do endividamento. Se o rating do governo brasileiro sofrer mais um corte, e a Petrobras subir mais um, a companhia passará a ser mais bem avaliada que o governo. Isso porque a petrolífera tem conseguido fazer o seu ajuste, enquanto em Brasília as reformas estão paradas. O rating do governo brasileiro está com viés negativo, e isso, segundo a Moody's, dificulta uma melhora mais rápida da nota da Petrobras. O analista da Ativa Corretora Phillip Soares diz que hoje a petrolífera é outra empresa. Se há pouco tempo muita gente no mercado dava como certa a necessidade de aporte do Tesouro para socorrer a companhia, isso agora está totalmente descartado.

— A Petrobras já é uma empresa totalmente diferente. E as principais decisões foram tomadas no ano passado, quando a atual diretoria assumiu. Teve a nova política de preços, a venda de ativos menos rentáveis, a governança corporativa que agora está no estatuto. Ninguém fala mais em socorro do governo — explicou. O valor de mercado da Petrobras saltou de US\$ 16,4 bilhões, em janeiro de 2016, para US\$ 67,5 bilhões, hoje. Com isso, a empresa voltou a ter condições de participar dos leilões de petróleo, como já aconteceu no mês passado, quando a companhia adquiriu seis campos em parceria com a ExxonMobil. Soares aponta que hoje as ações da Petrobras voltaram a ter relação mais forte com o preço do petróleo, como acontece com outras empresas de commodities. E isso significa uma volta à normalidade. Conseguiu isso em pouco tempo e apesar da turbulência que atingiu o governo.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Rio / colunas

Autor: Ancelmo Gois

Título: Notas

Tempos de Brizola

diretor-geral da ANP, Décio Oddone, diz que a crise política e as incertezas sobre o resultado da eleição presidencial do ano que vem não estão inibindo as multinacionais de petróleo a participarem das megalicitações, nas bacias de Campos e Santos, dia 27: — O Brasil tem uma tradição de, independente do governante, respeitar contratos.

Na verdade...

Na História republicana só há dois casos, ambos no governo de Leonel Brizola, no Rio Grande do Sul, de 1959 a 1963, de quebra de contrato com empresas estrangeiras. Foram as encampações da Companhia de Energia Elétrica (CEE), filial da multinacional americana Bond & Share, e da Companhia Telefônica Nacional (CTN), filial da ITT.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Fernanda Guimarães e Mariana Durão

Título: Vale bate recorde de produção de minério no 3º trimestre

A Vale atingiu produção recorde de minério de ferro no terceiro trimestre, de 95,1 milhões de toneladas, crescimento de 3,3% ante o mesmo período do ano passado. O desempenho foi impulsionado pela produção das minas do Norte e do projeto S11D, em Carajás, o maior investimento da história da mineradora brasileira, que começou a operar no fim do ano passado. A produção do Sistema Norte da companhia, onde fica o S11D, cresceu 16,4% e atingiu recorde de 45 milhões de toneladas. As minas da região já respondem por 47% do total produzido pela empresa. Já a produção de Sul e Sudeste, em Minas Gerais, recuou, refletindo a decisão da Vale de reduzir a produção de minério de menor qualidade. Apesar do volume recorde de minério produzido entre julho e setembro, a Vale reafirmou que sua produção de minério de ferro deve ficar próxima de 360 milhões de toneladas, em 2017. É o limite inferior da meta, que inicialmente poderia chegar a 380 milhões de toneladas.

O foco é melhorar suas margens com a venda de minérios de maior teor de ferro, sem elevar a produção a qualquer preço. No longo prazo, o objetivo é chegar a um volume de 400 milhões de toneladas ao ano. De acordo com o relatório divulgado ontem pela Vale, as vendas da commodity entre julho e setembro foram menores do que o nível de produção, o que elevou o percentual dos estoques da Vale a 30%. A Vale tenta se aproximar cada vez mais de seus principais clientes, como a China. A iniciativa é combinada à estratégia de misturar minérios mais ricos em ferro com os de menor qualidade. A Vale tem feito a mistura na Malásia, Omã e na própria China. Analistas do Citi destacaram o crescimento do total dessa categoria na Ásia para 19,3 milhões de toneladas no trimestre, 10,2 milhões de toneladas a mais do que um ano antes.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia / colunas

Autor: Aline Bronzati / Cynthia Decloedt / Fernanda Guimarães

Título: Nota

» **Girl power**

A eleição, nesta semana, para os primeiros membros independentes do Conselho de Administração da Vale trará uma segunda marca: será a primeira vez que uma empresa brasileira listada de grande porte terá em seu colegiado três assentos ocupados por mulheres. As especialistas em governança corporativa Sandra Guerra e Isabella Saboya, recém eleitas, se unirão a Denise Pavarina, indicada pelo Bradesco e eleita em abril. Clássicos exemplos de empresas ativistas em termos de governança, Natura e Renner têm em seus conselhos duas mulheres no Conselho. No Magazine Luiza, que tem como presidente do colegiado Luiza Trajano, defensora das cotas para mulheres em conselhos, também há duas.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção:** Mercado**Autor:** NICOLA PAMPLONA DE DO RIO**Título:** Empresas ameaçam ir à Justiça contra novo marco do setor de gás

Depois de mais de um ano de negociações, o governo concluiu o texto do novo marco do setor de gás natural e trabalha para aprovar as mudanças no Congresso até o fim do ano. O resultado, porém, desagradou parte das empresas do setor, que ameaçam ir à Justiça.

A possibilidade de conflito é admitida pela própria ANP (agência regulatória do setor). Em entrevista após sua posse nesta quinta (19), o diretor da agência Cesário Cecchi, especialista no setor, disse ver "potencial de judicialização um pouco elevado".

As críticas são mais fortes entre as distribuidoras estaduais de gás canalizado, uma vez que o texto transfere para a ANP a atribuição de regular o mercado livre de gás natural, hoje nas mãos dos Estados. O segmento tem o poder de mobilizar bancadas contra a proposta.

A revisão do marco regulatório é parte de uma série de mudanças legislativas propostas pelo **Ministério de Minas e Energia** desde o início do governo Temer e tem como objetivo adequar as regras à redução da presença da Petrobras no setor.

O novo marco vai substituir a Lei do Gás, aprovada em 2009. O ministério defende que as mudanças vão garantir a atração de investidores privados para o setor e prevê investimentos de R\$ 50 bilhões até 2030.

O texto, ao qual a **Folha** teve acesso, foi apresentado ao setor na segunda (16). O relator do projeto de lei será o deputado Marcus Vicente (PP-ES), que estipulou o dia 25 de outubro como prazo final para contribuições do mercado.

O projeto altera o modelo de contratos de compra e venda de gás natural no país, para permitir que uma empresa retire o combustível em qualquer ponto do país, independente do ponto de entrada. Dessa forma, produtores de gás no Rio, por exemplo, podem vender o produto no Sul ou no Nordeste.

É um modelo semelhante ao do setor elétrico, no qual a diversidade de vendedores e compradores é maior. No gás, até agora, a Petrobras é a única vendedora.

O governo desistiu de criar um operador nacional do mercado de gás, nos moldes do setor elétrico, optando pela implantação de gestores regionais dos gasodutos.

A avaliação é que, durante um período de transição, os três grandes operadores de gasodutos do país terão condições de cumprir o papel.

O projeto de lei define ainda a atividade de estocagem de gás em reservatórios de petróleo abandonados, que funcionariam como os lagos das hidrelétricas, para regular o mercado em tempos de maior consumo para suprir eventuais problemas na produção ou importação.

Para as distribuidoras de gás canalizado, porém, o projeto é inconstitucional. "Em todos os mercados que foram abertos no mundo, os governos estipularam um período de transição", argumenta Augusto Salomon, presidente da Abegás, associação que reúne as empresas do setor.

As empresas alegam ainda que o texto pode aumentar os preços do gás, ao permitir que grandes clientes paguem tarifas menores pelo uso de dutos dedicados, ao invés de compartilhar os custos da rede com outros consumidores.

Produtores de gás, incluindo a Petrobras, e empresas interessadas em chegar ao mercado brasileiro, porém, estão de acordo com a proposta.

"Tem alguns pontos para serem ajustados, mas, no geral, é o consenso do mercado", afirmou Emmanuel Delfosse, diretor de gás da francesa Engie, apontada como interessada em ativos de transporte e distribuição de gás no país.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção:** Mercado**Autor:** NICOLA PAMPLONA DO RIO**Título:** Petrobras paga para usar dutos que construiu no Rio Grande do Norte

A Petrobras entrou na Justiça contra a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis) para tentar solucionar um conflito com o governo do Rio Grande do Norte e com a distribuidora local de gás Potigás, na qual a estatal tem participação acionária.

A disputa exemplifica as dificuldades que o governo terá para alinhar os interesses em torno do novo marco regulatório do setor.

O conflito envolve a tarifa pelo uso de instalações que levam gás natural à usina Termoçu, em Alto do Rodrigues, e foram construídas pela própria Petrobras. A legislação garante o monopólio da distribuição de gás a empresas estaduais e lhes permite cobrar tarifas sobre movimentações do combustível em sua área de atuação, mesmo que os dutos tenham sido construídos por terceiros.

A Petrobras questiona o valor da tarifa definido pela agência reguladora do Rio Grande do Norte (Arsep) e, após o início das operações, foi multada pela ANP em R\$ 1,26 milhão por falta de contrato.

Na ação, a estatal alega que, com o preço sugerido pela agência, teria que pagar R\$ 40,8 milhões por ano "por serviços que sequer a distribuidora tem condições de prestar", já que não é dona do duto e nem das estações de medição.

A empresa pede a suspensão das multas e dos pagamentos à distribuidora até que a atividade de autoprodutor de gás seja regulamentada no Estado.

A ANP não comentou o assunto. A Potigás disse que não foi citada na ação e que tem buscado a conciliação com a Petrobras.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção:** Mercado**Autor:** NICOLA PAMPLONA DO RIO**Título:** Rodadas do pré-sal terão disputa acirrada, diz chefe da ANP

O diretor-geral da ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis), Décio Oddone, afirmou nesta quinta-feira (19) acreditar que haverá disputa por todas as oito áreas do pré-sal que serão licitadas na próxima sexta (27).

A ANP realizará a segunda e a terceira rodadas de licitação de áreas do pré-sal. Se todas as áreas forem vendidas, o governo arrecadará R\$ 7,75 bilhões.

"Acho que haverá oferta pelas oito áreas e que haverá disputa acirrada por algumas delas", afirmou Oddone, em entrevista após a posse de Cesário Cecchi na diretoria da agência.

Na segunda rodada do pré-sal, serão oferecidas quatro áreas chamadas unitizáveis —pedaços de jazidas já descobertas que se estendem para além das concessões atuais. Na segunda, são quatro áreas exploratórias, ainda sem descobertas.

A ANP habilitou 10 empresas para a primeira rodada e 14 para a segunda, entre elas a Petrobras e as gigantes globais Exxon, Shell e Total. Algumas delas se repetem nas duas listas.

Nesta quinta, a agência anunciou mudanças no leilão, permitindo que eventuais áreas sem oferta sejam colocadas novamente em disputa ao final de cada rodada.

O objetivo é evitar que erros nas propostas impeçam que empresas arrematem áreas, como ocorreu na 14ª rodada de licitações, realizada no final de setembro. "Se houver algum erro, daremos uma segunda chance para que seja corrigido", disse Oddone.

Segundo ele, o governo trabalha agora para viabilizar a 15ª rodada de licitações do pós-sal, que deve ser antecipada para março de 2018.

Para este leilão, a ANP reduzirá o número de áreas —a 14ª teve 287 ofertas e, apesar do recorde de arrecadação, de R\$ 3,8 bilhões, apenas 12,8% das áreas oferecidas foram arrematadas.

A ideia agora, segundo Oddone, é oferecer menos de 100 blocos. A ANP dará início também a uma nova política de estabelecer regras e contratos diferentes para áreas em terra e no mar.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Mercado

Autor: TAÍS HIRATA DE SÃO PAULO

Título: Governo agenda dois leilões de energia elétrica para 2018

Após quase dois anos de forte queda na contratação de usinas geradoras de energia, o governo já planeja o cronograma de leilões para o próximo ano e gera expectativa entre as indústrias, que hoje brigam por mais espaço na matriz energética.

Além dos dois leilões marcados para dezembro, há outros dois já previstos para 2018, segundo o **Ministério de Minas e Energia**.

O primeiro deles deverá ocorrer no primeiro trimestre e vai contratar projetos novos, com prazo de entrega de quatro anos. O segundo terá prazo de seis anos, e ainda não tem data definida.

Ainda não foi definido o volume de energia que será contratado em cada um deles, mas a perspectiva do setor é que ele aumente em 2018 –embora ainda não aos patamares anteriores à crise.

A demanda dos leilões é definida pelas distribuidoras, que hoje têm 4,7% de sobra de energia, segundo a Abradee, associação do setor.

Com a retomada da economia e a desconstrução de projetos atrasados, a expectativa é que esse excedente seja zerado entre 2021 e 2022, afirma Nelson Leite, presidente da entidade.

Daí a necessidade de voltar a fazer leilões –uma vez que o projeto ganha o certame, há um prazo de anos para que a usina seja construída e possa entregar energia.

Mesmo com a retomada das contratações, a disputa por espaço entre fontes – como eólica, solar, térmica e pequenas hidrelétricas– será acirrada em 2018, afirma Thaís Prandini, diretora-executiva da consultoria Thymos.

"Não há leilões há muito tempo, então, neste ano, terá pouco espaço para todo mundo. Em 2018, isso vai se estabilizar, mas ainda haverá muitos projetos querendo sair do papel. O número de concorrentes aumentou nos últimos anos, e a ociosidade da indústria é alta."

A tendência é que a matriz energética se diversifique nos próximos anos, com uma maior entrada de renováveis e de usinas térmicas a gás natural, diz Paulo Mayon, sócio da comercializadora Compass.

"Haverá espaço para diferentes fontes, mas ainda não em 2018. A disputa deve se manter, mas o governo passou a usar critérios muito técnicos para definir os leilões."

Além dos leilões já previstos, as indústrias fazem outros pleitos ao governo. O setor de geração térmica pede a realização de um leilão de segurança energética, para garantir o suprimento em casos como a atual crise hídrica –que derrubou o nível dos reservatórios e provocou o acionamento de usinas térmicas a óleo diesel, que são de alto custo.

"Há a necessidade de um leilão para que usinas a gás natural, mais baratas, possam ser utilizadas nessas situações", diz Xisto Vieira Filho, presidente da Abraget (associação do setor).

As usinas a gás também são apontadas como uma saída para cobrir a intermitência eólica e solar nos períodos em que não venta ou faz sol.

A indústria solar, por sua vez, pleiteia a participação da fonte em todos os leilões previstos para 2018. O setor ficou de fora de um dos certames programados para dezembro, e pede que "não haja discriminação nos próximos", diz Rodrigo Sauaia, presidente da Absolar, entidade do setor.

Além disso, a indústria pleiteia um novo leilão com prazo de entrega para 2020 –as distribuidoras, porém, avaliam que há pouca chance.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Brasília-DF

Autor: Debuse Rothenburg

Título: Irritou mais

O ministro de Minas e Energia, Fernando Filho, planeja seguir para o PMDB. O deputado Alexandre Baldy (GO), hoje no Podemos, seguirá por esse mesmo caminho. Ambos eram esperados no DEM do presidente da Câmara, Rodrigo Maia (RJ).

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Cidades

Autor:

Título: Postos sem licença ameaçam o ambiente

Mais da metade dos postos de gasolina opera sem todas as devidas licenças ambientais no Distrito Federal. Levantamento do Sindicato do Comércio Varejista de Combustíveis e Lubrificantes do Distrito Federal (Sindicombustíveis) mostra que, dos 320 estabelecimentos existentes, 175 estão com alguma pendência. Uma parte encontra-se fechada, aguardando a regularização da documentação. Outra, para continuar com o atendimento, funciona apenas com

o número de protocolo do pedido de renovação da autorização. Em certos casos, a situação precisou ir à Justiça, e os postos se mantêm abertos por liminares.

De acordo com o Sindicombustíveis, a condição precária existe graças à dificuldade do Instituto Brasília Ambiental (Ibram) de regularizar os processos. O principal gargalo está na licença de operação (leia Para saber mais). Dessa forma, o segmento alerta para a insegurança jurídica da atividade e dos prejuízos financeiros — alguns postos estão fechados há quatro anos à espera de documentação.

Empresários do ramo reclamam da morosidade pública. “Temos relatos de processos que começaram em 2011 e, até hoje, não foram resolvidos. Situação como essa do DF não existe em outras unidades da Federação. Quando converso com outras entidades, elas me relatam atrasos de, no máximo, dois anos”, comenta o presidente do Sindicombustíveis, Daniel Costa. A falta de transparência e de um padrão de exigência também incomoda representantes do segmento. “Chegaram a pedir autorização da Marinha para posto terrestre”, denuncia.

O Ministério Público do Distrito Federal e Territórios (MPDFT) expediu uma recomendação, em fevereiro, alertando que a demora na concessão das autorizações pode levar à interdição dos postos e ensejar riscos ao meio ambiente e à comunidade. Por isso, orientou mais transparência e celeridade ao Ibram.

O Instituto Brasília Ambiental reconhece que a quantidade de processos para serem analisados é grande, mas apresenta números diferentes daqueles apresentados pelo Sindicombustíveis. Segundo o órgão, há 266 requerimentos de licença de operação no aguardo de análise definitiva. Desses, 158 estão em aberto e 108, parados. Segundo o órgão, um dos motivos da demora é a equipe reduzida para atender as demandas dentro do prazo legal, de 120 dias.

O atraso na demanda gera duas situações: no caso de postos novos, eles ficam fechados até a posição do Ibram. Aqueles que tentam renovar a licença funcionam com a declaração de renovação, uma espécie de protocolo que o proprietário esteve no Ibram para fazer a revalidação. O problema apontado pelo Sindicombustíveis é que alguns estabelecimentos funcionam apenas com o protocolo durante praticamente toda a vigência da autorização. E, mesmo resguardados por uma resolução do Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) que permite a declaração, os empresários temem que a Agência Nacional do Petróleo (ANP) interdição as atividades, uma vez que ela exige uma licença ambiental válida.

Marco Aurélio Mello, dono de postos de gasolina, está com duas unidades prontas e sem funcionar em Samambaia. Segundo ele, são quatro anos de espera, entre idas e vindas dos processos dentro do Ibram. Com isso, 50 empregos deixam de ser criados. Além disso, ele comenta que gastou R\$ 1,2 milhão só com segurança para evitar que depredem ou roubem as instalações. “Cada técnico analisa de um jeito. Um vem em um ano e pede um monte de readequação. A gente corre e faz. Aí, o Ibram só consegue fazer a vistoria do que foi pedido um ano depois, e outro técnico faz um monte de outros pedidos. Fica difícil”, reclama.

Proprietário de um estabelecimento na Asa Sul, José Eduardo Rezek comenta que perdeu o prazo de renovação por problemas de saúde na família. Por isso, foi ao órgão fazer a adequação ambiental necessária. Ele deu entrada em 2011. Em 2014, recebeu uma carta do órgão informando que não havia pessoal para fazer a vistoria. Entretanto, a ANP começou a cobrar o licenciamento. “Quando cheguei lá, as exigências de 2011 não eram as mesmas de 2017. Tive de fazer uma reformulação, pagar mais taxas. É um país com excesso de burocracia”, lamenta.

Além da falta de pessoal, o Ibram alega outros motivos pela demora na análise: estudos ambientais incompletos, assim como falta da documentação necessária. O órgão acrescentou que é preciso aperfeiçoar a gestão e a execução do processo de licenciamento, “o que vem ocorrendo”, de acordo com nota enviada ao Correio. O Ibram trabalha na atualização da Instrução Normativa de Postos de Combustíveis, que “trará avanços no processo de licenciamento ambiental de postos de combustíveis”.

O que diz a lei

A Agência Nacional do Petróleo (ANP) aceita a declaração táctica de renovação da licença de operação, tendo em vista o entendimento do artigo 18 da Resolução Conama nº 237/1997. Essa declaração é emitida pelo Instituto Brasília Ambiental (Ibram) aos interessados que preenchem o requisito de terem dado entrada no requerimento dentro do prazo estabelecido de 120 dias.

Para saber mais

Diversas licenças

Como a atividade de posto de combustível é complexa e tem riscos ambientais, para se abrir um estabelecimento do gênero é necessário uma série de licenças. A primeira delas é a prévia, concedida na fase preliminar do empreendimento e aprova a localização e a concepção, atesta a viabilidade ambiental e estabelece requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases da

implantação. Em seguida, o posto deve pedir a licença de instalação, que autoriza a implementação do empreendimento, de acordo com as especificações dos projetos aprovados. Por fim, vem a licença de operação, que libera a atividade após a verificação do efetivo cumprimento do previsto nas autorizações anteriores.

Três perguntas para

Charles Dayler, professor de geoprocessamento e análise ambiental do Ilesb

Quais os prejuízos provocados por um posto de combustível funcionando com documentação precária?

O empreendedor precisa fazer a manutenção do posto sempre. O órgão ambiental não está lá o tempo todo vendo o que o dono do posto faz. O problema é quando o empreendedor não faz a manutenção necessária, seja na linha de combustível, seja no tanque, etc. A importância da licença é que ela existe para ter a certeza de que o que o órgão pede está sendo cumprido.

Os postos falam na demora dos processos, mas o Ilesb reclama de falta de pessoal e de processos malfeitos. Como resolver a questão?

Desde 2013, o Ilesb tem uma instrução normativa exclusiva para postos de combustíveis, e a gente percebe que vem melhorando. Inclusive, a gente (Ilesb) tem uma colaboração com o Ilesb. Dois alunos estudam os processos para verificar em que pontos estão as inconsistências, os erros e conflitos. Infelizmente, a falta de pessoal é uma questão real, mas o Ilesb está mais efetivo, consegue emitir mais do que negar ou pedir qualquer tipo de complementação.

Quais são as soluções que o senhor vê para melhorar o processo dentro do órgão?

O diálogo. Esse tipo de mudança não é algo simples, não muda apertando uma alavanca. É muito parafuso para apertar. Mas o órgão vem melhorando, os empreendedores têm se empenhado bastante também. Até porque a obrigação é de cumprir a legislação vigente.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Ribamar Oliveira | De Brasília

Título: Falta de regulamentação atrasa a receita da União com óleo do pré-sal

O governo federal esperava obter este ano a primeira receita com a venda do petróleo do campo de Libra que cabe à União. Libra foi o primeiro campo do pré-sal licitado, em 2013, no novo sistema de partilha de produção. O governo previa receita de R\$ 768 milhões em 2017 com a venda do óleo e o dinheiro foi considerado no cálculo feito para alcançar a meta fiscal. Em setembro, a previsão foi reduzida para R\$ 190 milhões. Por uma série de atrasos, no entanto, não ingressará um único centavo nos cofres do Tesouro neste ano.

Mesmo a receita de R\$ 507 milhões com a venda de petróleo do campo de Libra, prevista na proposta orçamentária para 2018, está ameaçada, pois a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA), a estatal responsável pelo gerenciamento do sistema de partilha, ainda não escolheu a empresa que irá comercializar o óleo que caberá à União. Essa indefinição resulta, de acordo com fontes credenciadas do governo, da falta de uma regulamentação clara sobre a venda do óleo da União, o que tem afastado as empresas do setor.

A arrecadação que será obtida com a venda do óleo é importante porque é considerada uma receita primária, ou seja, poderá ser usada para pagar despesas primárias, ajudando, assim, o governo a financiar os seus gastos. O dinheiro arrecadado irá para o Fundo Social, instituído pela Lei 12.351.

De acordo com a lei, os recursos serão usados em programas nas áreas de educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente e mitigação e adaptação às mudanças climáticas. O atraso no ingresso desses recursos agrava o quadro fiscal da União.

O chamado Teste de Longa Duração (TLD) do campo de Libra está atrasado. A previsão inicial era de que ele começaria em julho deste ano, com produção de 30 mil barris de petróleo por dia. Quando estiver operando plenamente, o FPSO (plataforma) Piloto de Libra vai produzir 180 mil barris de óleo e 12 milhões de m³ de gás.

Há um desencontro de explicações para o atraso. A primeira razão apontada foi a falha em um equipamento chamado "Umbilical Eletro Hidráulico", que são mangueiras e cabos elétricos usados para operar equipamentos submersos e monitorar temperatura e pressão dos poços. A Petrobras informou que esse problema já foi superado.

A outra razão seria o pedido de waiver feito pela Petrobras para o não cumprimento do conteúdo local nesta fase de exploração de Libra. O pedido da empresa foi feito em agosto de 2016, mas a Agência Nacional do Petróleo (ANP) só concedeu um waiver parcial no início deste mês - mais de um ano depois.

O diretor-geral da ANP, Décio Oddone, negou que tenha ocorrido atraso na decisão do órgão. "Demorou porque as regras são muito complexas", disse Oddone ao **Valor**. "Houve um processo que durou meses e foi judicializado, prova de que o modelo é impraticável em larga escala", afirmou. "Se não formos capazes de resolver esses problemas continuaremos retardando projetos e prejudicando principalmente a sociedade", acrescentou.

Oddone lembrou que, no caso de Libra, da renda que sobra depois que investimentos e custos são descontados, 75% correspondem às diferentes participações governamentais, enquanto 25% ficam para as companhias responsáveis pelos projetos. "Assim, a sociedade é a maior prejudicada com os atrasos", observou. "Por isso, a nossa luta para destravá-los".

O presidente da PPSA, Ibsen Flores Lima, disse que, de fato, houve atraso na produção. Além disso, ele explicou que o governo definiu, inicialmente, uma estratégia para a comercialização do óleo da União em duas fases. Na primeira, a Petrobras seria o agente comercializador do petróleo e, na fase seguinte, seria feito uma licitação internacional para a escolha do agente. "A Petrobras, no entanto, não manifestou interesse", disse ao **Valor**.

Nos bastidores do governo, a história contada diz que em dezembro de 2016, a PPSA baixou uma portaria que criava a figura do agente comercializador. Entre as normas da portaria, de acordo com as fontes, existia a obrigação de que o agente teria de provar que a venda do petróleo da União realizada tinha sido o melhor negócio. A prova seria, é claro, submetida ao Tribunal de Contas da União (TCU). Ou seja, o risco seria todo da empresa que iria vender o óleo. Além disso, o serviço prestado pela empresa seria remunerado com recursos do Orçamento da União. As regras teriam desestimulado a Petrobras, disseram as fontes.

O Ministério de Minas e Energia abriu licitação para contratar um estudo sobre a política de longo prazo para a comercialização do petróleo e do gás pertencentes à União. A consultoria terá 240 dias para entregar o relatório final. O presidente da PPSA informou que não vai esperar a conclusão do estudo para fazer uma licitação internacional para a escolha do agente comercializador, o que será feito no próximo ano. "Mas isso é uma coisa de longo prazo", observou. No curto prazo, Lima pretende consultar empresas do setor para tentar realizar a venda do óleo.

Quando o governo conseguir resolver os problemas, a União terá uma nova e importante receita. A ANP prevê que apenas com os blocos das 2ª e 3ª rodadas de partilha da produção no pré-sal, que serão licitados no dia 27 deste mês, a União terá uma receita estimada em US\$ 35 bilhões, ou algo em torno de R\$ 110 bilhões pela cotação de ontem do dólar, ao longo da vida útil dos contratos.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Brasil****Autor: Ana Conceição | De São Paulo****Título: Custo da energia terá impacto sobre retomada em 2018**

É cedo para fazer cálculos, mas a queda do nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas, o aumento do uso das térmicas e a consequente elevação do preço da energia para as empresas, em especial a indústria, pode ter efeito na atividade econômica em 2018. Esse ponto foi levantado por dois economistas durante seminário da Escola de Economia de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (FGV).

"Se o perfil hídrico piorar, talvez tenhamos um PIB de eletricidade menor, por causa do aumento do uso das térmicas", afirmou Livio Ribeiro, do Ibre-FGV. Ele observou que, por questão metodológica, no PIB, para um mesmo nível de produção de energia, quanto mais térmicas usadas, mais cai o nível da atividade. "É um risco para o ano que vem."

Cristiano Oliveira, economista-chefe do Banco Fibra, diz que é cedo para fazer avaliações sobre impacto no PIB, mas um aumento expressivo no custo da energia pode elevar o custo das empresas no momento em que se preparam para uma retomada do crescimento e do investimento. "Nosso problema agora é energia elétrica. Acho que isso pode ser um problema em 2018", afirmou.

As reformas e medidas já aprovadas pelo governo Michel Temer terão um impacto positivo relevante sobre o PIB potencial e vão contribuir para reduzir a taxa de juros estrutural do país no prazo de cinco a dez anos, afirmou Alessandra Ribeiro, economista-chefe da Tendências Consultoria. Entre as reformas, ela cita a nova Lei de Estatais, o teto dos gastos, a reforma trabalhista, a criação da Taxa de Longo Prazo, a devolução dos R\$ 100 bilhões do BNDES ao Tesouro, a reforma do ensino médio, a lei do pré-sal e o plano de recuperação fiscal dos Estados.

"Estamos nos debruçando sobre isso. Estimamos que o resultado total virá em dez anos. Mas já em um prazo de cinco devemos ver um efeito sobre o PIB potencial e a produtividade total dos fatores", afirmou.

A materialização das reformas, junto com economia mais equilibrada, inflação alinhada à meta e um juro real baixo em termos históricos devem levar a um juro estrutural mais baixo nos próximos anos, afirmou Alessandra. Em 2022, esse juro estrutural deve estar entre 3% e 3,5%, segundo ela.

A Tendências estima inflação (pelo IPCA) 3,1% em 2017 e de 4,1% em 2018. De 2019 para frente, a expectativa da consultoria é que a inflação oficial rode em torno de 4%, mesmo com o reequilíbrio da economia. A consultoria estima a Selic em 7% ao fim deste ano e 6,75% ao fim de 2018, taxas mais baixas do que as inicialmente esperadas.

O potencial da queda da taxa de juros sobre a recuperação da economia brasileira está sendo subestimado pelo mercado, segundo Cristiano Oliveira. A instituição é uma das mais otimistas quanto ao PIB do país: estima crescimento de 4,1% em 2018 e 4,5% em 2019. Para 2017, prevê 0,8%, perto da média do mercado.

"A recomposição de estoques deve dar o impulso inicial neste ciclo de crescimento. Investimento e consumo devem contribuir com mais força a partir de 2018. Temos desafios que vão aparecer depois de 2020", afirmou.

Sobre o cenário externo, o economista vê uma economia mundial com crescimento mais favorável e taxas baixas de juros. Os termos de troca também devem ser favoráveis nos próximos meses. "Ninguém espera queda nos preços das commodities nos próximos 12 meses".

Na contramão do discurso mais otimista que começa a se formar a respeito do desempenho da economia em 2018, o economista Livio Ribeiro, do Instituto Brasileiro de Economia da FGV (Ibre-FGV) afirmou que há riscos não desprezíveis para o Brasil em 2018, para além das incertezas relacionadas à eleição presidencial e à questão fiscal.

As boas notícias são que há um espalhamento maior do crescimento doméstico e o cenário é benigno tanto para inflação quanto para juros, disse. De outro lado, ele é cauteloso com o cenário externo, com a leitura dos indicadores domésticos de confiança e com o mercado de crédito. "Não muda o horizonte da economia para 2018 e 2019, mas chuvas e trovoadas devem vir pela frente. Tem mais risco em 2018", afirmou. A dispersão das estimativas de crescimento, diz, denota as incertezas pela frente.

No cenário externo, Ribeiro pondera que embora o crescimento das economias desenvolvidas esteja se acelerando com inflação sob controle, há uma "migração" no tom do discurso dos bancos centrais. "Estamos no início de uma correlação para cima. É muito lento, não muda nosso horizonte, mas há cautela".

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Brasil****Autor: Rodrigo Polito, André Ramalho e Cláudia Schüffner | Do Rio****Título: Novo marco legal para o gás natural provoca divergências no setor**

O rascunho do projeto de lei pelo qual o governo pretende implementar a reforma do marco legal do setor de gás natural, o texto do substitutivo do PL 6.407, de 2013, de relatoria do deputado Marcus Vicente (PP-ES), gerou divergências entre os principais segmentos do mercado do energético no país.

O principal ponto de discordância do documento, apresentado esta semana a integrantes do **Ministério de Minas e Energia (MME)** e representantes de entidades do setor, prevê que a definição dos critérios de migração para o mercado livre de gás seja de âmbito federal, a cargo da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), retirando poder dos governos estaduais, donos de parte das distribuidoras de gás do país.

"A ANP deverá estabelecer o conteúdo mínimo dos contratos de comercialização, bem como a vedação a cláusulas que prejudiquem a concorrência", diz o texto. A proposta, defendida pelo governo e pela indústria, é criticada pelas distribuidoras, que entendem que, pela Constituição, a regulação do mercado e, portanto, a definição dos critérios do ambiente livre são de alçada dos Estados.

"Ele [o projeto] estabelece que a ANP deverá definir os critérios para que um consumidor se torne livre, o que invade a competência estadual. Provavelmente isso seria considerado inconstitucional. A Constituição estabelece que a regulação do serviço de gás canalizado compete aos Estados", diz o advogado Antonio Luis Ferreira, sócio do escritório Schmidt Valois, que representa a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás).

Segundo o superintendente da Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro (Abividro), Lucien Belmonte, porém, há convergência muito grande no setor no sentido de que o modelo de comercialização de gás no mercado livre seja de âmbito federal. Nessa linha, explicou que o entendimento é que a competência estadual é específica para comercialização de gás natural residencial.

Para Livia Amorim, especialista em gás e energia do escritório Souto Correa Advogados, a liberalização do mercado de gás é fundamental para o sucesso da reforma do marco legal. "O sucesso do modelo de entrada e saída está relacionado, em grande medida, à existência de um número relevante de

agentes trocando. Por isso, a liberalização do mercado se torna ainda mais importante", afirmou.

Segundo o diretor da ANP José Cesário Cecchi, que tomou posse no cargo ontem, o projeto tem um potencial de judicialização "um pouco elevado". Ele, porém, preferiu não entrar em detalhes sobre os pontos de maior controvérsia. "Não sabemos ainda o que vai ser encaminhado ao Congresso", afirmou, após a cerimônia de posse.

Nessa linha, o presidente da Abegás, Augusto Salomon, acredita que o substitutivo vai gerar insegurança jurídica. "O mercado inteiro estava esperando um documento que ampliasse a oferta de gás, os investimentos da indústria e o aumento da capacidade de produção local. Mas foi apresentado um documento que vai gerar quebra de contratos, risco de investimentos e insegurança jurídica".

Já o diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), o economista Adriano Pires, disse que, com o projeto, o Brasil perde a terceira oportunidade de atrair investimentos e criar um mercado de gás robusto. "A primeira oportunidade perdida foi em 1997 com a Lei 9.478, a da abertura do mercado de petróleo, que tratou o gás como se fosse gasolina ou diesel e não como uma fonte primária de energia. A segunda foi em 2009, quando, no segundo governo Lula, se aprovou a Lei do Gás, que acabou por promover um maior intervencionismo e aumento do poder de monopólio da Petrobras, causando grande decepção no mercado".

As partes envolvidas terão cerca de uma semana para tentar um acordo. Os agentes poderão enviar contribuições para o projeto até quarta-feira. A partir dessa data, serão analisadas as sugestões e a versão final do projeto será levada a votação na Comissão de Minas e Energia da Câmara de Deputados. Se passar na comissão, a medida será encaminhada ao plenário e, caso seja aprovada, ao Senado. Por fim, passará pela sanção presidencial. A meta do governo é ter o novo marco legal em vigor até o fim do primeiro semestre de 2018.

A perspectiva do secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis do MME, Márcio Félix, era que cerca de 90% dos pontos convergentes que saíram do trabalho "Gás para Crescer" estariam presentes no texto substitutivo. Em ocasiões anteriores, o secretário explicou que o governo optou por implementar a reforma do setor dessa forma por já haver o substitutivo em elaboração na Câmara, sendo desnecessário começar um projeto da estaca zero.

Segundo uma fonte do mercado, contudo, com essa estratégia o governo também visa reduzir o desgaste político com descontentamentos ocasionados

pela medida. "Como ainda há conflitos [com relação ao projeto], eles [governo] não quiseram colocar nas costas do governo o custo político", disse.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: André Ramalho | Do Rio

Título: ANP projeta custo menor de importação do produto da Bolívia

O novo diretor da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Cesário Cecchi, disse ontem que as variáveis do mercado indicam que pode haver uma redução nos custos de importação do gás boliviano a partir de 2019, quando vence parte do atual contrato de suprimento com o país vizinho.

O contrato com a Bolívia prevê a internalização de cerca de 30 milhões de metros cúbicos (m³ /dia), dos quais uma primeira parcela de 18 milhões de m³ /dia vence daqui a dois anos e está em fase de discussões para uma possível renovação.

Tudo indica que haverá redução nos custos, disse Cecchi, em referência à potencial redução nas tarifas de transporte. Segundo ele, o custo de construção do Gasoduto Bolívia-Brasil "já foi pago, já foi amortizado". Ele afirmou também que o gás está mais barato no mercado mundial, já que o preço do petróleo caiu. "A única variável que tem incerteza é o dólar, por causa da oscilação", complementou, durante cerimônia de posse no cargo.

A TBG, transportadora que controla o trecho brasileiro do Gasbol, pretende realizar no ano que vem uma chamada pública para contratação da capacidade de transporte que vence em 2019, de 18 milhões de m³ /dia. A intenção da empresa é aumentar suas receitas e diversificar sua carteira de clientes.

"Nosso interesse é aumentar nossa carteira de clientes, aumentar nossa capacidade de geração de Ebitda [lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização] e, claro, aumentar pagamento de dividendos para os nossos acionistas", disse o diretor-superintendente da TBG, Renato de Andrade Costa, em setembro, durante apresentação dos planos da companhia ao mercado.

Entre as candidatas naturais estão as distribuidoras de gás canalizado da região Sul - Sulgás (RS), SCGás, Compagas (PR) - e a MSGás. Como a Petrobras sinalizou que não pretende manter os atuais patamares de importação de gás boliviano (30 milhões de m³ /dia), as distribuidoras terão que assumir diretamente as negociações com o país vizinho para contratação de gás para a partir da próxima década.

Costa disse que a chamada pública possibilitará a assinatura de contratos com prazos diferenciados, de dois anos, cinco anos, até dez anos, para casar com diferentes perfis de consumo".

"É do nosso interesse que tenhamos o máximo de interessados [na chamada pública], temos que estimular a demanda. Dependendo [do resultado] da chamada pública, temos a oportunidade até de fazer a expansão do trecho sul [do Gasbol]", complementou o executivo.

Atualmente, a TBG possui contratos de transporte de gás apenas com a Petrobras, que também é acionista controladora da empresa, com 51%, em sociedade com a EIG (28%), YPFB (12%) e Total (9%).

Questionado sobre uma possível saída da Petrobras da TBG, Cecchi disse desconhecer o movimento, mas que o desinvestimento faz sentido, já que seus sócios no gasoduto (Total e YPFB) possuem reservas na Bolívia e seriam potenciais interessados no ativo.

A TBG possui ainda outros três contratos de transporte com a Petrobras, que vencem entre 2021 e 2041, e que somam uma capacidade de 17 milhões de m³ /dia. A intenção da companhia é abrir novas chamadas públicas a medida que os contratos forem vencendo.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: André Ramalho e Rodrigo Polito | Do Rio

Título: Para diretor-geral da agência, leilão de áreas do pré-sal terá disputa acirrada

O diretor-geral da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Décio Oddone, acredita que todas as oito áreas do pré-sal a serem ofertadas nos leilões de partilha da semana que vem serão contratadas. Segundo ele, a expectativa é que haja uma "disputa acirrada" por alguns dos ativos.

Se todas as áreas forem arrematadas, o governo garantirá uma arrecadação de R\$ 7,75 bilhões em bônus de assinatura. Ontem, a ANP anunciou a criação de um mecanismo de repescagem que reduz as chances de que algum ativo não seja licitado na 2ª e 3ª rodadas de partilha.

Pela nova regra, os blocos que eventualmente não tenham recebido propostas serão ofertados novamente, no mesmo dia, ao fim de cada uma das rodadas. A intenção é replicar esse modelo para todos os próximos leilões.

O objetivo, segundo Oddone, é evitar que erros cometidos na apresentação das propostas, como ocorridos na 14ª rodada de blocos exploratórios, de setembro, prejudiquem o resultado. O diretor alegou que, na ocasião, houve casos de concessões deixaram de ser contratadas por problemas na apresentação das ofertas.

"Na 14ª rodada, houve problemas de documentação, confusão das companhias, dificuldades com envelopes. Teve área que tinha só um ofertante e não foi contratada por problemas de burocracia", explicou Oddone, durante cerimônia de posse de Cesário Cecchi, novo diretor da ANP. "Se houver algum erro [na apresentação das ofertas], daremos uma segunda chance", afirmou.

Segundo ele, todos os blocos que não receberam propostas serão relicitados ao final, independentemente de ter havido ou não problemas na apresentação da oferta.

Na 2ª rodada de partilha, serão oferecidas as chamadas áreas unitizáveis - áreas adjacentes a descobertas cujos reservatórios se estendem para além da concessão. Serão, ao todo, quatro ativos: Gato do Mato, Carcará, Tartaruga Verde e Sapinhoá. Já a 3ª rodada ofertará quatro blocos exploratórios sob o regime de partilha: Pau Brasil, Peroba, Alto de Cabo Frio-Oeste e Alto de Cabo Frio-Central.

Petrobras, ExxonMobil, Petrogal, Petronas, Shell, Statoil, Total e Chevron estão habilitadas para os dois leilões. OP Energia e Repsol Sinopec estão inscritas somente para a 2ª rodada, enquanto as chinesas CNODC e CNOOC, a Repsol, a colombiana Ecopetrol, a catari QPI e a britânica BP participam apenas da 3ª rodada.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Política

Autor: Andrea Jubé | De Brasília

Título: Temer tenta manter placar contra denúncia

O governo vai exonerar os ministros com mandatos de deputado federal para reforçar a captação de votos em suas bancadas e o placar da votação da segunda denúncia contra o presidente Michel Temer, prevista para a próxima quarta-feira. Dos 28 auxiliares do primeiro escalão, pelo menos nove devem reassumir os mandatos a partir de segunda-feira.

O Planalto repete a estratégia adotada na votação anterior, com a ressalva de que o ambiente agora está mais tensionado do que na análise da primeira acusação. Os prognósticos são de que Temer terá menos votos desta vez.

Um aliado com trânsito no Planalto e com o presidente da Câmara, Rodrigo Maia (DEM-RJ) diz que Temer viveu "a semana mais difícil de seu mandato", entre o dia 16 e hoje. As desconfiças e a mágoa dos últimos dias entre Maia e Temer - que o presidente da Câmara classificou como "incompreensões", - atingiram o ápice e bombeiros foram acionados para controlar o incêndio.

Os deputados estão insatisfeitos com a relação com o Planalto. Um parlamentar aponta, como exemplo desse descontentamento, o resultado da votação no dia 26 de setembro, há quase um mês, que quase retirou o foro privilegiado do ministro da Secretaria Geral da Presidência, Moreira Franco (PMDB), que é igualmente réu na segunda denúncia, ao lado de Temer e do ministro da Casa Civil, Eliseu Padilha.

Naquela votação, por apenas cinco votos, os deputados mantiveram a recriação da Secretaria-Geral da Presidência. Um destaque apresentado pelo PSOL propunha a extinção da pasta, o que retiraria a prerrogativa do foro privilegiado de Moreira Franco. A proposta foi rejeitada por 203 votos contra 198. Durante a votação, Rodrigo Maia disparou mensagens aos governistas pedindo que fossem ao plenário votar a medida provisória.

As exonerações começam a ser publicadas na edição de hoje do Diário Oficial da União (DOU). Ontem a Casa Civil avaliava quais auxiliares seriam escalados: dos 11 ministros com mandatos, só não foram convocados os titulares da Saúde, Ricardo Barros (PP-PR) e do Desenvolvimento Social, Osmar Terra (PMDB-RS). No caso de ambos, não há risco de que seus suplentes votem desfavoravelmente a Temer.

Auxiliares do grupo restrito do presidente não declaram nenhuma expectativa de placar, ao contrário da rodada anterior quando se falava em 270, 280 votos. Agora, segundo aliados, Temer deverá alcançar entre 230 e 240 votos.

Os mais pessimistas falam em 210. Na primeira denúncia, foram 263 votos - mais que a maioria absoluta de 257.

Na análise da primeira denúncia em 3 de agosto, os ministros reassumiram os mandatos de deputado federal e intensificaram a articulação em suas bancadas para reforçar os votos pró-Temer. Ministros como Maurício Quintella Lessa (PR), dos Transportes, **Fernando Coelho Filho (PSB), de Minas e Energia**, Leonardo Picciani (PMDB), do Esporte, Bruno Araújo (PSDB), de Cidades e Antônio Imbassahy (PSDB), da Secretaria de Governo e articulação política foram líderes de suas bancadas e exercem forte influência sobre os deputados.

Além desses cinco, também retornarão à Câmara: Raul Jungmann (PPS), da Defesa, Mendonça Filho (DEM), da Educação, Ronaldo Nogueira (PTB), do Trabalho e Marx Beltrão (PMDB), do Turismo.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Opinião

Autor: Joisa Dutra, Gustavo Kaercher e Livia Amorim

Título: O mosaico do risco hidrológico e seus impactos no mercado

Desde 2014, o mercado de energia elétrica no Brasil tem vivido tempos difíceis no que diz respeito à liquidação das transações de comercialização de energia no curto prazo. Os últimos números divulgados para a liquidação de agosto de 2017 revelaram um montante de R\$ 4,28 bilhões em aberto, a serem recebidos pelos credores.

Em um cenário de ruptura de condições estruturais do setor, manifestada em grande escala pelos pleitos relativos ao gerenciamento do risco hidrológico - o GSF, no jargão setorial - e (até então) na falta de uma solução igualmente estrutural para o problema, o impacto foi sendo repassado adiante através de sucessivas "gerações" de liminares.

A primeira geração de liminares foi concedida em resposta a questionamentos de que estariam sendo transferidos aos geradores hidrelétricos riscos que excediam o risco assumido na origem, que contemplava uma outra conformação da matriz energética e uma operação do sistema pautada por decisões técnicas e segundo o parâmetro de déficit legalmente estabelecido.

Como as causas da subperformance não estariam relacionadas a riscos por eles assumidos e gerenciáveis, os custos da exposição ao mercado de curto prazo não deveriam ser repassados a estes agentes. Na implementação das decisões, o impacto foi transferido aos geradores hidrelétricos participantes do MRE que não haviam obtido a liminar de "primeira geração".

Espera-se uma solução no escopo da primeira etapa da reforma, que cuidará da privatização da Eletrobras

A segunda geração de liminares, então, buscava proteção dos efeitos das primeiras liminares, de modo que a exposição não fosse repassada aos geradores do MRE, por entender que o repasse representava o compartilhamento de um risco financeiro - associado às decisões de primeira geração - e não o risco hidrológico objeto do compartilhamento pactuado pelo MRE. Na implementação das decisões, o impacto foi transferido aos agentes

credores do mercado de curto prazo, o que levou à alocação pelo rateio de inadimplências em resposta a perdas.

Por fim, foi a vez dos agentes com possível exposição positiva ao mercado de curto prazo - os credores - judicializarem a questão, o que levou à terceira geração de liminares. Neste caso, as ações buscavam proteção contra o rateio dos valores devidos em função das liminares de primeira geração e repassados ao rateio da inadimplência pelas liminares de segunda geração. As partes que tiveram concedidas as liminares passaram a receber integralmente seus créditos de exposição ao mercado de curto prazo. Os demais agentes credores não alcançados por estas liminares passaram então a receber um percentual menor do que o de inadimplência geral do mercado.

Após longo processo de discussão, a Aneel regulamentou dispositivo da Lei 13.203/15, que permitia repactuação do risco hidrológico. A medida foi objeto de adesão essencialmente por parte dos geradores com contratos negociados nos leilões do ambiente regulado. No entanto, a questão e seus impactos sobre a liquidação financeira das transações do curto prazo permanece sem uma solução de longo prazo. Em consequência, emergem postergações e arranjos particulares, a exemplo do observado para a UTE Mauá 3, que foi excluída do rateio da inadimplência até dezembro de 2018 pela Portaria MME 387/2017. Referido regulamento prorrogou a isenção já outorgada pela Portaria MME nº 179/2016 até dezembro de 2017.

No âmbito da política setorial, é esperado que seja apresentada uma solução pelo governo nas próximas semanas no escopo da primeira etapa da reforma, que cuidará das condições de privatização da Eletrobras e de uma proposta de solução para o GSF e seus impactos. Esse tema está contemplado na Consulta Pública Ministério de Minas e Energia 33/2017, que trata de aperfeiçoamentos no marco legal do setor elétrico.

No âmbito da regulação, a Aneel colocou em audiência pública - AP 50/2017 - proposta de alteração do mecanismo de rateio da inadimplência do mercado. Atualmente, os credores arcam com as perdas na proporção dos seus créditos. Pela proposta em discussão, todos os agentes do mercado passarão a assumir as perdas, na proporção de seus votos na CCEE - determinados, em grande parte, em função da energia comercializada.

Apesar da relevância da discussão do mecanismo de rateio no escopo de estruturação das regras de um mercado organizado, é importante destacar que esse debate deve fazer parte de um debate maior, que envolve - dentre outras questões - a estrutura de alocação de riscos no mercado e a disciplina de crédito que se quer impor aos agentes, por exemplo com o desenho de instrumentos de

garantia mais desenvolvidos (com os quais a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE, atualmente não conta).

O cenário de escassez hídrica e as sinalizações de que o CMSE buscará alternativas de suprimento de gás a usinas indisponíveis por falta de combustível tornam ainda mais urgente a propositura de um arranjo setorial para a questão, pois aumentará a exposição dos geradores sem contrato ao mercado de curto prazo e a busca por soluções pontuais para o recebimento de seus créditos. Além disso, os agentes têm recorrido ao litígio para debate de outras questões da regulação setorial que impactam a liquidação, a exemplo da recente liminar obtida pela Cesp para não alterar parâmetros do mecanismo de aversão a risco CVaR, o que resulta em um PLD específico para o agente na próxima liquidação. A continuidade deste cenário coloca um grau de incerteza tal sobre os agentes que acaba por favorecer medidas individuais e conjunturais como resposta à falta de uma resposta setorial para o problema.

Joisa Dutra é diretora do Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da FGV (FGV CERI).

Gustavo Kaercher é pesquisador do FGV CERI e Sócio do Souto Correa Advogados.

Lívia Amorim é pesquisadora do FGV CERI e Sócia do Souto Correa Advogados

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia e Juliana Schincariol | De São Paulo e do Rio

Título: Minoritário da CPFL Renováveis leva à CVM queixa contra State Grid

A primeira grande aquisição de uma companhia brasileira de capital aberto por uma chinesa está se demonstrando mais complexa do que o esperado pelos investidores asiáticos. Mais de um ano após o anúncio da compra da CPFL Energia, a State Grid vai precisar apresentar um laudo de avaliação da CPFL Renováveis à Comissão de Valores Mobiliários (CVM), a fim de comprovar que o preço proposto na oferta pública de aquisição de ações (OPA) da empresa (R\$ 12,20 por ação), questionado por acionistas minoritários, é adequado.

A CPFL Energia, elétrica integrada que tem a maior parte do seu faturamento no setor de distribuição de energia, tem 51,6% das ações da CPFL Renováveis, focada na geração eólica e outras fontes renováveis, com mais de 2,1 gigawatts (GW) de potência. Quando os chineses assumiram o controle da Energia, tiveram que lançar a OPA também na Renováveis.

O debate com o regulador do mercado teve início em junho, quando o grupo de minoritários, que soma mais de 30% do capital social da CPFL Renováveis, entrou com uma reclamação na CVM questionando o valor proposto na OPA. Segundo eles, não foi dado "tratamento igualitário" aos acionistas minoritários da companhia.

Ágio para compra da CPFL Energia foi de 29%, enquanto oferta pela Renováveis tem desconto de 6%

A State Grid ofereceu R\$ 25 por ação da CPFL Energia, com ágio de 29% em relação ao preço em bolsa. Já o da Renováveis tinha um desconto de 6% também em relação à bolsa. Se o mesmo ágio fosse aplicado aos papéis da Renováveis, como alegam os minoritários, a chinesa teria de pagar R\$ 16,74 por ação, levando o total a ser desembolsado pela compra dos 48,4% da empresa no mercado de R\$ 2,9 bilhões para cerca de R\$ 4 bilhões.

Os argumentos dos minoritários foram rebatidos pela State Grid, e a CVM decidiu pedir, em ofício enviado na semana passada, a elaboração dos laudos de avaliação das duas empresas. Assim, será possível realizar um "teste de consistência" das justificativas de preços, para verificar qual a real proporção da Renováveis dentro da CPFL Energia.

Em agosto, a área técnica do regulador enviou ofício acatando o pleito dos minoritários e determinou que a State Grid elevasse o preço, ou explicasse os motivos para não fazer isso. O grupo de minoritários tem o Pátria, BTG Pactual, GMR Energia, Fundo Arrow, DEG e o Internacional Finance Corporation (IFC), do Banco Mundial.

Na decisão de agosto, a CVM aponta que o crescimento do resultado antes de juros, impostos, depreciação e amortização (Ebitda) anual da Renováveis nos onze trimestres anteriores à decisão, de julho de 2013 a março de 2016, foi de, em média, 6% ao ano. Já a CPFL Energia teve alta de 0,72% ao ano. Considerando os dados mais recentes, a diferença é maior. Entre abril de 2015 e março de 2016, o Ebitda de 12 meses da Renováveis cresceu 9,24%, enquanto a CPFL Energia caiu 1,23% no período.

Segundo a autarquia, a metodologia utilizada para chegar ao valor pago pela Renováveis não incorpora essa diferença. Os minoritários querem que o novo preço resolva esse "descolamento".

O preço, pelo entendimento da CVM, precisaria incorporar a diferença da expectativa de crescimento do Ebitda das duas elétricas, além de outras eventuais diferenças entre elas. Também deveriam ser utilizados dados anuais

no cálculo, e não trimestrais, para excluir distorções de sazonalidade dos resultados trimestrais das empresas.

Em resposta aos questionamentos da CVM, a State Grid disse que, com base em precedentes existentes, não é papel da CVM discutir a melhor metodologia para determinar o preço, mas sim avaliar a consistência interna na aplicação da metodologia para aplicação do preço. "Ao sugerir a incorporação da expectativa de crescimento das duas companhias ou do Ebitda anual nos cálculos, a CVM está efetivamente solicitando uma alteração na metodologia do cálculo do preço, e não um ajuste para fins de consistência", diz o documento.

Chinesa alega que não é papel do regulador do mercado discutir a melhor metodologia para determinar preço

"A realização de tais alterações justificaria quaisquer outras adições ou subtrações à metodologia, desmantelando o acordo entre as partes em relação ao preço contratualmente estabelecido e entrando no mérito da metodologia", continuou a chinesa. Segundo a State Grid, a solicitação de alterações feitas no ofício posicionaria a CVM como "árbitro de preço" na compra das ações da CPFL Renováveis. Também diz que a metodologia utilizada está "completamente alinhada" com práticas de mercado e é adequada para calcular o valor da companhia "de forma razoável, como a aceitação do preço de compra pelos vendedores indubitavelmente demonstra".

Em 1º de julho do ano passado, a State Grid fechou a compra da participação da Camargo Corrêa na CPFL Energia, por R\$ 25 por ação. A oferta foi estendida aos demais sócios do bloco de controle e concluída em janeiro, ao preço ajustado de R\$ 25,51. Em fevereiro, a State Grid pediu a OPA unificada da CPFL Energia e também da Renováveis. No caso desta última foi feita a oferta de R\$ 12,20 por ação, considerando o Ebitda anualizado da renováveis - de abril de 2015 a março de 2016 - e sua proporção dentro da CPFL Energia, de 26,2%.

A metodologia assumia que as duas empresas eram semelhantes, o que é questionado pelos minoritários da Renováveis. Eles alegam que, enquanto a CPFL Energia é uma empresa com a maior parte do seu faturamento na área de distribuição, a Renováveis é geradora e tinha diversos ativos pré-operacionais na época em que a operação foi fechada.

O Ebitda anualizado considerado pela State Grid no cálculo do preço da OPA era de R\$ 992 milhões. A CPFL Renováveis, porém, estima que chegará a um Ebitda de R\$ 1,45 bilhão neste ano, devido à entrada de novos projetos em operação. Se esse valor fosse utilizado no cálculo, o preço por ação da renováveis poderia chegar a faixa de R\$ 23.

Segundo a State Grid, porém, o uso de projeções de Ebitda para avaliação das companhias é inadequado por sua natureza "incerta e especulativa das projeções", o que as torna uma ferramenta ineficaz para precificar ações.

A chinesa defendeu o uso do Ebitda trimestral, alegando que os números representam informações mais recentes da empresa. A State Grid diz que o cenário incomum e a incerteza em relação às diversas variáveis que influenciaram os resultados da elétrica durante o período histórico observado são tratados de forma mais adequada quando consideradas referências trimestrais, não anuais.

Na manifestação entregue à CVM, a State Grid apresentou uma série de argumentos. Em um deles, afirma ter constatado diferenças que chamou de significativas entre as projeções de analistas e resultados reais da empresa. De 18 resultados apresentados, em onze a companhia teve Ebitda abaixo do previsto por duas instituições financeiras, o que segundo argumentos do novo controlador confirma a incerteza inerente às projeções.

Procurada, a State Grid disse estar aplicando as melhores práticas de governança e conformidade no processo. "A State Grid está cooperando com a CVM nos procedimentos da OPA, e está disposta a contribuir com o desenvolvimento das companhias e com a criação de um futuro promissor a todos seus acionistas."

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

Futuro da Braskem

A Petrobras e a Odebrecht mantêm o interesse de continuar as negociações para revisão do acordo de acionistas da Braskem, independente da decisão do governo de retirar, por decreto, as participações minoritárias da estatal na petroquímica do Programa Nacional de Desestatização (PND), disse uma fonte a par do assunto. A renegociação do acordo é considerada fundamental para que a Petrobras avance com a venda de sua participação na petroquímica, já que o formato atual dificulta a chegada de um novo sócio. A Odebrecht detém 50,1% do capital votante da petroquímica, enquanto a Petrobras tem 47%. Um dos desejos da petroleira, segundo a fonte, é mudar o sistema de indicação do diretor-presidente e do diretor financeiro da Braskem, a cargo hoje da empreiteira baiana. Esse dispositivo é considerado pela Petrobras como uma "amarras" para um eventual novo sócio da Braskem.

Minério cai

Os preços do minério de ferro voltaram a cair ontem no mercado à vista chinês, após um dia sem levantamento e com pressão tanto da menor produção de aço chinesa quanto da especulação financeira nos contratos futuros. O produto com pureza de 62% entregue no porto de Qingdao registrou queda de 2,9%, para US\$ 60,88 a tonelada, segundo a "Metal Bulletin". Durante a madrugada, a China, além de divulgar crescimento mais lento de sua economia - 6,8% durante o terceiro trimestre -, informou que finalmente a produção siderúrgica do país foi reduzida, após meses de espera do mercado pelos desligamentos de capacidade ineficiente e poluente.

Emae e Sabesp

A Empresa Metropolitana de Águas e Energia (Emae) aprovou ontem o aditivo ao acordo feito com a Sabesp no qual decidiram resolver litígios entre as duas companhias de forma amigável. O acordo em si - celebrado em 28 de outubro de 2016 - previa o encerramento de litígios relacionados à captação de água, pela Sabesp, de reservatórios da Emae sem a devida contraprestação. A eficácia do entendimento estava condicionada à aprovações dos seus termos por assembleia da Emae. Já o aditivo, aprovado ontem, exclui a necessidade da aprovação do acordo por assembleia de acionistas da Emae. A autorização pelos acionistas da Emae estava configurando um impasse para o acordo, uma vez que minoritários questionavam uma potencial situação de conflito de interesse do voto do Estado de São Paulo, controlador da Emae.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Francisco Góes e Alessandra Saraiva | Do Rio

Título: Vale bate recorde de produção no 3º tri

Impulsionada pelo bom desempenho em Carajás, no Pará, a produção de minério de ferro da Vale atingiu volume recorde no terceiro trimestre, e alcançou 95,1 milhões de toneladas, 3,3% acima de igual período de 2016. O mercado considerou o resultado dentro das expectativas. Nas outras áreas de negócios da mineradora, também houve melhorias, caso do níquel e do cobre, nos metais, e do carvão.

No relatório de produção divulgado ontem, a Vale reconheceu que os volumes de vendas de minério de ferro para o terceiro trimestre foram menores do que os volumes de produção, levando a um "leve" aumento dos estoques como resultado de necessidades operacionais e estratégias de mercado. Os números de vendas serão conhecidos na quinta-feira, quando a empresa divulgar o

balanço financeiro do terceiro trimestre. A corretora Itaú BBA, por exemplo, projeta vendas de 90 milhões de toneladas para o período.

Essa projeção, se confirmada, indica uma relação entre o volume produzido e o volume vendido de 94%, acima da relação do segundo trimestre que situou-se em 89% (produção de 92 milhões de toneladas de vendas de 82 milhões de toneladas). Um aspecto relevante, na visão da corretora, é que os impactos para a Vale da formação de estoques no exterior, sobretudo na China, perto dos clientes, chegam ao fim no terceiro trimestre.

A Vale afirmou que os estoques "offshore" chegaram a 30% em relação ao estoque total no terceiro trimestre, o dobro do verificado em 2015 e em 2016, de 15%. "A expectativa é de manter os 30% do total do estoque offshore até o fim de 2017", informou a empresa. A Itaú BBA disse em relatório que o fato de os estoques "offshore" terem chegado em 30% dos estoques totais no terceiro trimestre (o percentual foi de 28% no segundo trimestre) significa que os volumes de vendas podem ficar mais próximos dos volumes de produção nos próximos trimestres.

A Vale também reafirmou no relatório que a produção de minério de ferro para 2017 deve ficar próxima do "piso" da meta fixada para o ano, que é entre 360 milhões e 380 milhões de toneladas. A empresa enfatizou que a decisão de ficar no limite inferior da banda está em linha com a estratégia de privilegiar margens ao invés de volumes nas operações de minério de ferro. Como resultado, a Vale cortou 19 milhões de toneladas, em base anualizada, de minérios com alto teor de sílica, em Minas Gerais.

No terceiro trimestre, foi determinante para o recorde no minério de ferro a produção de 45 milhões de toneladas em Carajás, 16,4% acima do mesmo período do ano passado. O crescimento da produção do S11D, inaugurado no fim de 2016, contribui para o resultado. No níquel, a produção alcançou 72,7 mil toneladas, alta de 10,2% sobre o segundo trimestre deste ano e queda de 4,3% sobre o terceiro trimestre de 2016. No cobre, a produção atingiu 118,8 mil toneladas, aumento de 6,6% sobre julho-setembro de 2016. Já no carvão a alta foi de 83% com a produção atingindo 3,2 milhões de toneladas no terceiro trimestre.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho | Do Rio

Título: AziLat amplia presença no país e deve produzir em 2018

A carta de intenções assinada com a Dommo Energia (antiga OGX), para a compra de uma participação de 30% no campo de Atlanta, no pós-sal da Bacia de Santos (BS-4), pode marcar a estreia da AziLat na produção de petróleo já a partir do ano que vem. O acordo marca, ainda, o primeiro passo da Dommo na tentativa de reajustar seus negócios, desde a conclusão de sua recuperação judicial.

A AziLat é uma divisão latino-americana do fundo de private equity Seacrest Capital, que atua hoje com foco na atividade de exploração de óleo e gás, no Mar do Norte, Namíbia, Irlanda e Indonésia. A companhia entrou no mercado brasileiro em 2015, após adquirir, também da OGX, dois blocos exploratórios nas bacias do Ceará (CE-M-603) e Potiguar (POT-M-475), operados pela americana ExxonMobil. Desde então, a empresa abriu um escritório no Rio de Janeiro e criou uma subsidiária no país, chamada Azibrás.

Se confirmada a aquisição de Atlanta, prevista para começar a operar no primeiro trimestre de 2018, a expectativa é que a companhia produza, na primeira fase de desenvolvimento do campo, cerca de 6 mil barris diários de petróleo - o que seria suficiente para colocar a AziLat no ranking dos 15 maiores produtores do país, segundo os dados atuais da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

A produção da petroleira pode chegar, ainda, a 9 mil barris/dia, se confirmada a perfuração de um terceiro poço no campo. Esse investimento seria suficiente para elevar a capacidade de produção do projeto dos 20 mil barris/dia iniciais para 30 mil barris/dia.

Atlanta é operada pela Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP), dona de uma fatia de 30% no campo, em sociedade com a Barra Energia (30%) e a Dommo Energia (40%) - que tem a intenção de se manter com 10% no ativo.

Com o acordo, a Dommo reduz sua exposição ao projeto e consegue quitar a dívida com os demais sócios de Atlanta, já que a OGX vinha tendo dificuldades de honrar seus compromissos de investimento no projeto. Segundo os termos da carta de intenções, a Azibrás desembolsará US\$ 33 milhões para quitar os atrasos e concluir os investimentos no desenvolvimento do campo, e mais US\$ 30 milhões em pagamentos contingentes.

Presidente da Dommo, Paulo Narcélio já havia antecipado ao **Valor**, em junho, que, encerrada a recuperação judicial da OGX, a primeira prioridade seria solucionar a dívida com seus sócios no projeto de Atlanta, na Bacia de Santos.

A Dommo sai do processo de recuperação judicial mais enxuta, com apenas dois blocos exploratórios na Bacia do Espírito Santo (ES-M-529 e ES-M-531), uma

participação reduzida em Atlanta e um único ativo em fase de produção hoje: o campo de Tubarão Martelo, na Bacia de Campos, que vai exigir investimentos de até US\$ 75 milhões, num projeto de revitalização que vai alongar a vida útil do campo de 2018 para 2021.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Finanças

Autor: Fernando Torres

Título: Oferta pública de ações vai vender a BR que ela quer ser

Depois de mais de quinze anos desde o fechamento de seu capital, a BR Distribuidora se prepara para voltar à bolsa - já não mais Bovespa, agora B3.

A subsidiária da Petrobras não é uma empresa qualquer. Ela acaba sendo escondida pelo gigantismo da controladora, mas com seus mais de R\$ 100 bilhões de faturamento anual, estaria entre as cinco maiores empresas do país em qualquer ranking por valor de vendas.

Para um mercado de capitais que reproduz mal a economia do país, portanto, é bem-vinda a listagem de uma empresa como a distribuidora de combustíveis da Petrobras.

Mas a BR que será vendida nas reuniões com investidores nos próximos meses em oferta pública inicial de ações (IPO) não é a BR que existe, ou pelo menos não a que existiu nos últimos três ou quatro anos. É a BR que ela quer ser, ou voltar a ser.

A BR tal como ela era até recentemente teve receita líquida de R\$ 282 bilhões entre 2014 e 2016, mas acumulou prejuízo operacional de R\$ 397 milhões nesse período. E é a mesma empresa que teve que reconhecer que pagou R\$ 23 milhões indevidamente nos casos de corrupção investigados na Lava-Jato - um dano financeiro relativamente pequeno para o seu porte, mas com enorme efeito na reputação.

Feitos os ajustes contábeis, a "BR almejada" teria tido lucro operacional ajustado acumulado de R\$ 8,6 bilhões nos últimos três exercícios sociais, com margem anual na casa de 3%, pouco abaixo da média registrada pelas concorrentes Ipiranga e Raízen no mesmo período. À parte de ineficiências que provavelmente devem existir, o resultado operacional ruim dos últimos anos se explica essencialmente por perdas que a empresa acabou assumindo por inadimplência na venda de combustível a térmicas do sistema isolado de energia da região Norte do país.

Em uma pedalada até hoje não corrigida nem condenada pelos órgãos reguladores, a União deixou de repassar à Eletrobras o dinheiro necessário para cobrir esse déficit das térmicas, depois que a ex-presidente Dilma Rousseff decidiu parar de ratear essa conta entre os demais consumidores. Sem entender que era responsável pelo pagamento, a Eletrobras não assumiu a conta das subsidiárias e o prejuízo acabou no balanço da Petrobras - parte na holding e parte na BR.

Um caso típico de transações entre partes relacionadas em que a influência do controlador, no caso, a União, provoca prejuízo aos demais acionistas.

Na Petrobras, essas perdas também incomodavam. Mas acabaram sendo diluídas no prejuízo gigantesco de R\$ 71 bilhões que a estatal registrou por outros motivos entre 2014 e 2016. Na BR, que pelo setor de atuação tem margens mais estreitas, as perdas com essas vendas às térmicas do sistema isolado eram suficientes para até mesmo zerar o resultado anual.

Tendo a consciência de que investidores privados penalizariam muito a avaliação de uma empresa que viesse a mercado com esse risco - o que se traduziria em forte desconto no preço das ações vendidas, o que significa bilhões a menos obtidos no plano de desinvestimentos da Petrobras -, foi preciso tomar providências.

Uma delas foi resolver as pendências do passado. O estoque desses recebíveis que a BR carregava, de R\$ 6,3 bilhões, ainda que com garantia indireta do Tesouro, foi trocado por dinheiro com a Petrobras.

A outra providência foi mudar a política (essa também adotada pela controladora) de não vender mais a prazo para as empresas do sistema isolado. A medida reduziu a receita de vendas nos primeiros nove meses de 2017, mas também diminui significativamente as perdas com inadimplência.

Entretanto, todos sabem que ação é um valor mobiliário sem prazo de resgate. E os governos no Brasil mudam a cada quatro anos, como alerta a própria BR na seção de fatores de risco da minuta de seu prospecto de IPO.

Confiar na boa governança voluntária e perene das estatais, como constatou estudo do IBGC divulgado no **Valor**, não é bom negócio. Elas têm indicadores ruins quando se analisa distribuição entre os segmentos de governança, percentual de membros independentes no conselho, frequência de uso de comitês de assessoramento e na adoção de políticas de gerenciamento de riscos, para citar alguns pontos.

Como fazer então para dar segurança ao investidor que a prática comercial antiga - de assumir uma perda que caberia à União - não se repetirá?

Uma opção clara, mas não adotada - não se sabe se por motivos puramente políticos, ou também estratégicos -, seria privatizar o controle da BR.

Mas, uma vez que a escolha não foi essa, a saída foi amarrar, via estatuto social, regras mais rígidas para assegurar independência para os futuros administradores da BR.

O conselho de administração terá ao menos cinco dos dez membros independentes - nível acima dos 20% exigidos no Novo Mercado e dos 25% previstos na lei de responsabilidade das estatais.

Os minoritários poderão indicar pelo menos três conselheiros e o controlador, no caso a Petrobras, deverá indicar um mínimo de dois independentes nas vagas que tiver. O estatuto prevê ainda um integrante eleito pelos empregados e outro indicado pelo Ministério do Planejamento.

Para minimizar o risco de a União alargar indevidamente o direito previsto no artigo 238 da lei das S.A. (que diz que o controlador de estatais "poderá orientar as atividades da companhia de modo a atender ao interesse público que justificou a sua criação), o estatuto da BR prevê que transações entre partes relacionadas que forem submetidas ao conselho sejam aprovadas por dois terços dos membros (o que demandará apoio dos independentes).

Para que esse novo modelo de governança tenha sucesso, no entanto, é preciso garantir que ele sairá do papel para a prática. A história mostra, na própria Petrobras, que a mera indicação de membros que atendiam a definição legal de conselheiros independentes não foi suficiente para que as discussões no órgão fossem menos protocolares.

Foi apenas após a eleição de Mauro Rodrigues da Cunha para o conselho em 2013, acompanhado por José Guimarães Monforte no ano seguinte, que questionamentos passaram a ser feitos.

Conselheiros que sejam independentes de fato e também atuantes provavelmente devem colocar a BR num nível acima em termos de governança.

Em caso de sucesso, a dúvida que ficará é, se o modelo previsto no novo estatuto é bom para a subsidiária, por que não ser adotado pela controladora?

Fernando Torres é repórter de S.A.

E-mail: fernando.torres@valor.com.br

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Legislação & Tributos****Autor: Beatriz Olivon e Alessandra Saraiva | De Brasília e do Rio****Título: Petrobras vence disputas no Carf sobre dedução de despesas**

A Petrobras já soma duas vitórias contra a Receita Federal em processos sobre dedução de despesas no Conselho Administrativo de Recursos Fiscais (Carf). As vitórias evitam desembolso de R\$ 12,9 bilhões. Há ainda outro processo sobre o mesmo tema que aguarda julgamento, em que é discutida uma autuação de R\$ 7,59 bilhões.

As decisões foram unânimes e, apesar de serem de turmas, a falta de paradigma em sentido contrário impedirá a Procuradoria-Geral da Fazenda Nacional (PGFN) de recorrer à Câmara Superior - última instância do órgão.

A companhia indica em documento enviado à Comissão de Valores Mobiliários (CVM) que recebeu três cobranças de Imposto de Renda (IRPJ) e CSLL para os anos de 2009 a 2011. A tese em discussão é específica para a estatal.

Uma vitória em processo de R\$ 7,8 bilhões julgado na quarta-feira reduziu pela metade o valor das perdas possíveis da Petrobras com a tese, citado nas notas explicativas do balanço do segundo trimestre. O montante, de R\$ 15,604 bilhões, incluía apenas os processos pendentes de julgamento.

Nas autuações, a fiscalização acusa falta de recolhimento de IRPJ e CSLL por deduções indevidas de gastos realizadas pela companhia. A discussão envolve lançamentos de despesas na etapa de desenvolvimento. Para a Petrobras, os gastos podem ser deduzidos no mesmo exercício.

A alegação da empresa tem como base o artigo 416 do Regulamento do Imposto de Renda (Decreto nº 3.000, de 1999). O dispositivo afirma que a Petrobras poderá deduzir, para o cálculo do lucro líquido, os valores aplicados em cada período de apuração na prospecção e extração de petróleo cru.

Para a Receita Federal, contudo, o dispositivo não abrange as despesas com a etapa de desenvolvimento. Segundo a fiscalização, o dispositivo é inconstitucional, pois daria vantagem competitiva à Petrobras.

Ao analisar a questão na quarta-feira, porém, a 1ª Turma da 2ª Câmara da 1ª Seção do órgão derrubou uma autuação de R\$ 7,8 bilhões, por deduções realizadas em 2010. Nesse julgamento (processo nº 16682-722.967/2015-49), prevaleceu o voto do relator, conselheiro José Carlos de Assis Guimarães, representante da Fazenda.

No voto, Guimarães acompanhou precedente julgado em março, indicando que as despesas são englobadas pelo artigo 416 do Regulamento do Imposto de Renda (RIR). O relator citou ainda a Medida Provisória (MP) nº 795, de 2017, sobre o tratamento tributário das atividades de exploração e de desenvolvimento de campo de petróleo ou de gás natural, que altera o artigo 416 do regulamento.

Na exposição de motivos da MP, ainda não foi convertida em lei, o ministro da Fazenda, Henrique Meirelles, afirma que com a extinção do monopólio da Petrobras questiona-se a vigência dessa previsão para deduções de gastos da empresa. A partir da medida provisória, a dedução na fase de desenvolvimento não é mais possível, segundo o voto do relator, evidenciando que antes do texto era possível.

Em outra decisão (processo nº 16539720015/2014-63), de março, prevaleceu a posição de que a autorização de dedução de despesas do artigo 416 do RIR não foi alterada com a Lei nº 9.478, de 1997, e incluiria os gastos com a etapa de desenvolvimento dos campos de petróleo. A decisão é da 2ª Turma da 4ª Câmara da 1ª Seção.

Para o relator, conselheiro Caio Cesar Nader Quintella, representante dos contribuintes, por determinação expressa de lei, as atividades da etapa de desenvolvimento compõem a fase de produção prevista nos contratos de concessão para a extração de petróleo. "Se de fato o artigo 416 do RIR viola o atual texto da Constituição deveriam, então, as autoridades fazendárias propor internamente a sua revogação", afirma no voto.

De acordo com o advogado Tiago Conde, do Sacha Calmon Advogados, a possibilidade de dedução remonta à época em que se buscava desenvolvimento da atividade petrolífera no Brasil e a regra foi replicada ao longo do tempo. "Havia previsão legal para a dedução", afirma. Com a MP 795, acrescenta, os benefícios foram revogados, o que deve gerar discussão sobre a partir de quando o texto deve ser aplicado. "Por via oblíqua a MP aumenta tributos para a Petrobras. E não há época pior para isso", diz.

MME / ASCOM .