

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

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

O Globo

[Título: Arsenal contra estiagem](#) 2

Valor Econômico

[Título: Consumidores veem chance de importar gás direto da Bolívia](#) 24

[Título: Eletrobras pode captar além dos recursos para outorga](#) 28

[Título: Deputados cogitam PL para o RenovaBio](#) 32

Sumário

VEÍCULO:	O Globo	2
	Título: Arsenal contra estiagem	2
	Título: Poder em jogo.....	6

Título: Notas	6
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	7
Título: Aneel vai reavaliar sistema de cobrança extra	7
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	8
Título: Modelo de leilões do pré-sal prejudica arrecadação, diz estudo da Câmara	8
Título: Novo cálculo na conta de luz evitaria disparada de preço em ano eleitoral	10
Título: Indenização a atingidos por lama trava 2 anos depois da tragédia de Mariana	11
VEÍCULO: Correio Braziliense	15
Título: Brasileiro pode esperar nova alta na conta de luz	15
Título: Economizar é preciso	17
VEÍCULO: Valor Econômico	18
Título: ANP estima 3 a 4 anos para normatizar setor	18
Título: Bandeira vermelha deve continuar acionada em novembro	20
Título: Com revisão tarifária, Aneel busca dar sinal mais claro ao consumidor	21
Título: Destaques	23
Título: Consumidores veem chance de importar gás direto da Bolívia	24
Título: Queda nas reservas reduz poder de negociação dos bolivianos	26
Título: Eletrobras pode captar além dos recursos para outorga	28
Título: Ex-OGX, Dommo pede arbitragem contra sócios no pós-sal	30
Título: Deputados cogitam PL para o RenovaBio	32

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Ramona Ordoñez / Manoel Ventura

Título: Arsenal contra estiagem

Com pouca chuva, governo antecipa entrada de mais energia de Belo Monte e importa da Argentina.

Com o nível de água dos reservatórios das hidrelétricas em patamar inferior ao de 2001, ano do racionamento, o governo precisou lançar mão de um arsenal de medidas para garantir o fornecimento de energia durante a estiagem. Nesta semana, o país começará a importar energia da Argentina.

As usinas termelétricas, que têm custo de geração maior, operam a plena carga, e a entrada, no sistema, de mais energia gerada pela usina de Belo Monte foi antecipada de março de 2018 para janeiro. Além do reforço na produção, as distribuidoras pretendem lançar, em novembro, uma campanha para estimular o consumo racional. Com esse esforço concentrado, o diretor-geral do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Luiz Fernando Barata, garantiu ao GLOBO que não há risco de desabastecimento de energia.

Confirmadas as expectativas do órgão, 2017 terá o outubro com menor nível nas barragens desde o início da série histórica do órgão, em 2000. Segundo Barata, como o período de chuvas só deve começar em meados de novembro, a expectativa é que o país chegue ao próximo mês a um nível de 15% nos reservatórios do Sudeste. — Não está em risco o abastecimento, mas a gestão tem de ser feita dia a dia.

Vamos chegar ao fim de novembro em níveis realmente baixos dos reservatórios no Sudeste, onde se concentra a nossa “caixa d’água”, o nosso grande estoque de energia. E, por causa disso, é que estão sendo adotadas uma série de providências — explicou.

CAMPANHA DE CONSUMO CONSCIENTE

O Ministério de Minas e Energia (MME) também reforça que não há risco de racionamento: — A previsão é de baixo nível de armazenamento para os subsistemas do Sistema Interligado Nacional (SIN) e para os principais reservatórios. Apesar desse cenário, não há risco de desabastecimento de energia no país — garantiu o secretário de Energia Elétrica do MME, Fábio Lopes.

O governo precisou acionar o parque termelétrico, que inclui usinas a gás, óleo e carvão, para garantir o suprimento. O problema é que, além de mais poluentes, essas usinas são mais caras. Se o uso destas fontes e o aumento da produção de energia eólica, principalmente no Nordeste, evitaram o risco de faltar luz, a conta da estiagem já chegou ao consumidor.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) precisou acionar, pela primeira vez, em outubro, a bandeira vermelha no patamar 2 — a taxa extra máxima, que significa um adicional de R\$ 3,50 a cada cem quilowatts- hora (kWh) de energia consumidos. A expectativa é que, em novembro, a bandeira continue no nível máximo. — Deixamos claro que há um aumento do custo da operação no sistema.

Isso se reflete no custo da energia e das tarifas — resumiu Barata, do ONS. O diretor-geral do ONS explicou que o Brasil pretende iniciar nesta semana a

importação de mil megawatts (MW) da Argentina. O país já vinha comprando energia do Uruguai, num volume entre 450 e 500 megawatts (MW), a preços compatíveis aos da geração de energia termelétrica, por um preço médio que varia entre R\$ 585 a R\$ 620 o megawatt-hora (MWh).

Além disso, há planos para retomar a geração da usina termelétrica de Araucária, de 373 MW, no Paraná, e da usina de Cuiabá. Segundo a consultoria Thymos Energia, no último dia 17, o nível médio dos reservatórios era de 20% contra 34% no mesmo dia em 2015 e 26,5% em 2014, anos em que o país enfrentou forte estiagem. Mesmo em 2001, ano do racionamento, os reservatórios estavam em patamar superior: 23%.

— A situação está crítica. Não vai se tomar qualquer decisão sobre um racionamento até o fim do período de chuvas, em abril, mas diria que estamos mais perto do que ontem. Por isso, estão adotando ações como campanha para redução do consumo. Teria que chover muito mesmo para recuperar o nível dos reservatórios — destacou João Carlos Mello, presidente da Thymos Energia.

A capacidade de geração de energia foi aumentada em 3.989 megawatts este ano. Junto com as distribuidoras, a Aneel prepara uma campanha publicitária, que começará a ser veiculada em novembro, para incentivar o consumo consciente. A última medida do tipo foi tomada em 2015.

— Além das medidas alternativas já anunciadas, o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) marcou reunião extraordinária nesta semana, quando as condições do atendimento serão avaliadas, de modo a acompanhar o andamento das medidas que contribuirão para o aumento da segurança do atendimento eletroenergético e avaliar a necessidade de medidas adicionais — disse o secretário de Energia Elétrica. Outro reforço importante é a antecipação para janeiro do recebimento de mais energia gerada pela usina de Belo Monte.

A previsão anterior era março do próximo ano. Isso será possível com a entrada em operação da primeira linha de transmissão (bipolo) de corrente contínua de 4 mil MW. Há expectativa ainda de receber 5 mil MW das usinas de Santo Antonio e Jirau. De acordo com Barata, porém, apesar de todas as previsões de aumento da capacidade de geração por meio de hidrelétricas e importação de energia, ainda não dá para prever quando será possível desligar as usinas termelétricas, que hoje respondem por 23,5% da geração total de energia no país.

Atualmente, a eólica representa quase 9%, e as hidrelétricas são responsáveis por 63% do abastecimento. No Nordeste, a eólica responde por 45% do total. — As condições climáticas foram muito adversas este ano, então é possível que a gente continue com a geração termelétrica mesmo no período chuvoso.

O consumo está crescendo porque alguns segmentos da economia já estão respondendo de fato. Outro elemento que contribui para aumentar o consumo é a previsão de elevação das temperaturas — disse Barata. Os reservatórios têm baixas históricas em todo o país. Uma das maiores barragens em volume de água da América Latina, o lago da Serra da Mesa, vive a maior crise dos últimos 15 anos.

Desde o início da obra, em 1998, é o pior momento da represa, que fica em Uruaçu, no norte de Goiás. De acordo com os registros do ONS, o nível da água chegou a 6,64% ontem. O ritmo de esvaziamento do lago da Represa de Furnas, no sul de Minas Gerais, preocupa. A barragem da hidrelétrica está com 13,33%, pior desempenho para este período do ano registrado em toda a série histórica da Agência Nacional de Águas (ANA), iniciada em 1997.

Nos casos dos dois reservatórios (Serra da Mesa e Furnas), o baixo volume armazenado afeta atividades de comércio e turismo nas regiões onde estão localizadas, além de prejudicar a geração de energia. A situação é ainda mais crítica no Nordeste, onde a ANA diz que os reservatórios passam pela pior crise da história e devem fechar o mês com apenas 3,9% da capacidade.

A previsão é que o lago de Sobradinho, na Bahia, chegará ao volume morto pela primeira vez desde a sua construção, na década de 1970, em dezembro. — As chuvas estão atrasadas, e a hidrelétrica vai parar assim que chegar ao volume morto, o que estamos prevendo para acontecer em dezembro — afirmou Joaquim Gondim, superintendente de Operações e Eventos Críticos da ANA.

Maior lago artificial do Brasil, Sobradinho está com 3,49% da capacidade e é considerado fundamental para o abastecimento dos moradores da região. Apesar de chegar ao volume morto, o que obriga a parada total da hidrelétrica, as comportas continuam abertas para que os moradores sejam atendidos.

ANEEL DEVE REAJUSTAR BANDEIRAS

Diante o cenário crítico, a Aneel deve discutir novos valores para os patamares de preços das bandeiras. A conta desse sistema em 2017 está deficitária, informou o diretor da agência Tiago Correia. Ou seja, o valor arrecadado com o modelo, que aplica uma taxa extra nas contas de luz, não está sendo suficiente para cobrir a alta no custo da geração de energia provocada pelo uso mais intenso das termelétricas.

A tendência é a Aneel revisar para cima os patamares das bandeiras. Hoje, o sistema conta com quatro patamares: verde, amarelo, vermelho 1 e vermelho 2, que aplicam nas contas de luz cobrança extra que varia de R\$ 2 a R\$ 3,50 a cada 100 kWh de energia consumidos. A agência discute fazer uma mudança técnica

na forma como as bandeiras são acionadas, conforme antecipou O GLOBO em fevereiro.

Atualmente, o acionamento do sistema é muito sensível aos preços da energia cobrados no mercado de curto prazo e à previsão das chuvas para as semanas seguintes. A intenção é deixá-lo mais suscetível ao nível dos reservatórios — que levam o governo a acionar mais termelétricas — e, assim, dar um sinal mais claro ao consumidor sobre o real custo da bandeira. Correia, da Aneel, quer implementar a mudança já em novembro.

VEÍCULO: O Globo

Seção: País / colunas

Autor: Lydia Medeiros

Título: Poder em jogo

Combustível nuclear

A INB (Indústrias Nucleares do Brasil) recebeu na última terça o 100º lote de ultracentrífugas produzidas pela Marinha. Na prática, a empresa, que produz o combustível nuclear das usinas de Angra, atinge uma nova etapa do enriquecimento do urânio. Hoje, a INB já atende a 35% da demanda por urânio enriquecido para uma recarga da Usina Angra I, mas pode superar os 50% no ano que vem.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Rio / colunas

Autor: Ancelmo Gois

Título: Notas

1,5 bilhão de dólar

Estas segunda e terceira rodadas do pré-sal, sexta, podem habilitar o Rio, em penúria, a pedir nova antecipação dos royalties. Algo perto de US\$ 1,5 bilhão. Com este dinheiro, o Estado fecharia as contas do RioPrevidência em 2018. Desde o governo Garotinho que o Rio tem usado da antecipação de royalty. Mas a fonte tinha secado.

Aproveitando a janela...

Nestas rodadas, a Petrobras, como se sabe, pela primeira vez, está desobrigada a ser a operadora única dos campos do pré-sal. Embora ninguém queira mostrar as cartas antes da hora é provável que a estatal aproveite esta janela de

oportunidade e participe de algum consórcio como minoritária. É mais barato, numa época em que os cofres da Petrobras andam raquíticos. A conferir.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Luciana Collet

Título: Aneel vai reavaliar sistema de cobrança extra

Com chuvas francas e reservatórios baixos, bandeiras devem ter novo cálculo, que aumenta tarifa do consumidor

A permanência de um quadro de chuvas fracas e reservatórios baixos está preocupando o governo e já provoca a reavaliação da metodologia de acionamento das bandeiras tarifárias, que aumenta o preço da energia no momento em que usinas termoeletricas são ativadas. A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) deve discutir o assunto em reunião hoje. Uma das opções é a revisão no processo, acarretando aumento na conta para o consumidor final.

O diretor-geral da Aneel, Romeu Rufino, admite que deve abrir audiência pública para reavaliar o instrumento da bandeira tarifária. Atualmente, a metodologia considera o valor do Custo Marginal de Operação (CMO) para o próximo mês, mas o executivo considera que ele é muito volátil e defende que também seja considerado o nível de armazenamento. “O que mais importa, olhando para o futuro, é qual é de fato a condição de atendimento da carga.”

Segundo Rufino, isso poderia evitar uma bandeira verde como a observada em meados do ano, quando já se esperava uma hidrologia desfavorável durante o período seco e um forte consumo dos reservatórios. A nova metodologia, disse, deve entrar em vigor no ano que vem. A Aneel afirma que a receita proveniente das cobranças adicionais de bandeiras tarifárias não serão suficientes para cobrir custos extraordinários com o risco hidrológico e a geração termoeletrica deste ano, o que tende a influenciar os reajustes tarifários do próximo ano.

Entre janeiro e agosto de 2017, o risco hidrológico já custou R\$ 7,6 bilhões, segundo levantamento feito pela TR Soluções, com base em números divulgados pela Aneel, e a tendência é de crescimento expressivo, tendo em vista a piora do cenário hídrico e a consequente elevação dos preços da energia no curto prazo. A arrecadação com as bandeiras tarifárias em todo o ano não deve alcançar sequer o custo com o risco hidrológico. Até agosto, segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, a arrecadação com as bandeiras somou R\$ 1,78 bilhão.

“Nem mesmo o acionamento da bandeira vermelha patamar 2 até o fim do ano seria suficiente para cobrir o custo”, afirma o gerente Comercial e de Novos Negócios da TR, Helder Sousa. Pelos cálculos da TR Soluções, o montante obtido com as cobranças extras somaria R\$ 7,5 bilhões se fosse acionada a bandeira vermelha patamar 2 entre agosto e dezembro. Mas em agosto a bandeira foi vermelha no patamar 1 e em setembro a bandeira foi amarela.

No segundo nível da bandeira vermelha, os consumidores pagam R\$ 3,50 a cada 100 quilowatt- hora (kWh) consumidos. No nível 1, a cobrança extra é de R\$ 3,00 a cada 100 kWh e a bandeira amarela adiciona R\$ 2,00 a cada 100 kWh. Quando a receita com as bandeiras não cobre os custos, as distribuidoras arcam com compromisso e, no momento do reajuste, o saldo dessa conta entra no cálculo da tarifa. Para o ano que vem, a tendência é de alta nos preços. Somente a Light, distribuidora carioca, em exercício feito pela TR Soluções, mostrou balanço desfavorável de R\$ 455,9 milhões.

Se ocorresse reajuste em setembro, o passivo, descontados os valores já adiantados na tarifa (de R\$ 389,59 milhões até agora), se refletiria em impacto tarifário de 1,84%. A consultoria fez o mesmo exercício para outras distribuidoras e identificou impacto tarifário hipotético de até 2,75% para Eletropaulo, de São Paulo, e de 1,88% para a Cemig, de Minas, considerando reajuste em setembro.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Mercado

Autor: NICOLA PAMPLONA DO RIO

Título: Modelo de leilões do pré-sal prejudica arrecadação, diz estudo da Câmara

Estudo elaborado pela consultoria da Câmara dos Deputados aponta que as condições econômicas dos dois leilões do pré-sal que serão realizados na sexta-feira (27) são desfavoráveis ao governo federal, do ponto de vista da arrecadação.

No estudo, os consultores Paulo César Ribeiro Lima e Pedro Garrido da Costa Lima afirmam que "são muito baixos" os bônus de assinatura e os percentuais mínimos de petróleo que devem ser entregues ao governo pelos vencedores das licitações.

Nos dois leilões, a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis) vai oferecer oito áreas com potencial de reservas no pré-sal. Se vender todas, o governo arrecadará R\$ 7,75 bilhões.

As áreas serão concedidas pelo modelo de partilha da produção, instituído em 2010 pelo governo Lula, segundo o qual os concessionários remuneram o governo com uma parcela do chamado óleo-lucro (volume que sobra após o desconto dos barris equivalentes aos custos do projeto).

Os percentuais mínimos estabelecidos pela ANP para os leilões desta sexta variam entre 10,34%, para a área de Entorno de Sapinhoá, e 22,87%, para a área de Alto de Cabo Frio Oeste.

A empresa ganhadora da disputa será a que garantir o maior volume para a União, representada nos contratos por meio da estatal PPSA (Pré-Sal Petróleo SA).

"Os excedentes mínimos a serem ofertados podem ser considerados muito baixos para uma província como a do pré-sal" afirmam os consultores legislativos.

Segundo eles, nessas condições, o governo lucraria mais se pudesse vender os blocos no regime de concessão, no qual os concessionários pagam uma participação especial, uma espécie de Imposto de Renda sobre a produção, que tem percentuais mais altos.

Eles tomam como exemplo o campo de Sapinhoá, na bacia de Santos, hoje o segundo maior produtor de petróleo do país. A parte já em produção transferiu ao governo, no segundo trimestre, o equivalente a 28,67% da receita líquida do projeto a título de participação especial.

Na área do Entorno de Sapinhoá, que trata-se de uma extensão da mesma jazida, o percentual mínimo do óleo-lucro é, portanto, quase dois terços menor. O valor varia ao longo do contrato de acordo com a produtividade dos poços e o preço do petróleo.

Considerando a cotação atual e uma produtividade acima de 24 mil barris por dia, como ocorre em Sapinhoá, a nova área pagaria hoje 15,56% da produção do óleo-lucro, pouco mais da metade que a Petrobras e seus sócios recolhem em participação especial.

Os consultores lembram ainda que na área de Libra, a primeira do pré-sal vendida sob o regime de partilha, o consórcio vencedor do leilão pagará 41,65% do óleo-lucro para a União, o percentual mínimo previsto no leilão.

Eles questionam também os bônus de assinatura estabelecidos para as áreas. O maior deles, para Peroba, é de R\$ 3 bilhões. Em Libra, foram R\$ 15 bilhões.

"Com essa configuração, a alegada expansão dos investimentos no setor, especialmente por parte de empresas estrangeiras, interessa aos contratados, mas pode não trazer benefícios relevantes para a economia brasileira."

Em entrevista na semana passada, o diretor-geral da ANP, Décio Oddone, defendeu que a área de Libra foi licitada em um período de petróleo mais caro e tem menos risco exploratório.

"Libra era descoberta com volumes muito grandes de petróleo, não dá para comparar. Agora, é a primeira vez que um leilão tem áreas exploratórias", afirmou.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Mercado

Autor: TAÍS HIRATA ANAÏS FERNANDES DE SÃO PAULO

Título: Novo cálculo na conta de luz evitaria disparada de preço em ano eleitoral

A mudança de cálculo da bandeira tarifária na conta de luz, que poderá ocorrer em novembro, aliviaria o caixa das distribuidoras de energia e evitaria que as empresas façam reajustes altos das tarifas em 2018, ano eleitoral.

A bandeira serve para repassar ao consumidor os custos extras das distribuidoras ao longo do ano. É o que ocorre quando falta água: as empresas contratam energia mais cara para compensar o nível baixo das hidrelétricas, e as bandeiras amarelas e vermelhas são acionadas.

Essas altas, porém, não têm sido suficientes para cobrir as despesas das distribuidoras. O rombo previsto até o fim de 2017 é de R\$ 6 bilhões.

"Esse deficit ultrapassa em 50% a capacidade de geração de caixa das distribuidoras. Se o cálculo não for reavaliado em novembro, há o risco de não conseguirem honrar seus compromissos", diz Nelson Leite, presidente da Abradee (associação do setor).

Em tese, esse rombo seria coberto com o reajuste anual da tarifa, mas, como boa parte deles ocorrerá a partir de abril, há um temor de que as empresas não tenham caixa para suportá-lo, diz.

A ideia da Aneel (agência reguladora do setor) é incluir no cálculo da bandeira o nível dos reservatórios, que hoje não é considerado.

A mudança, que implicaria em uma tarifa maior, funcionaria como um parcelamento do reajuste: com altas menores a cada mês, o aumento em 2018 não seria tão drástico.

"A alta será amenizada, mas vai ocorrer de qualquer jeito. A diferença é que em vez de 35%, por exemplo, será 15%", diz Christopher Vlavianos, presidente da Comerc, comercializadora de energia.

Para Leite, a mudança não teria caráter político. "O ideal é que a decisão siga critérios de racionalidade econômica."

A Abradee não tem uma projeção dos reajustes de 2018, que variam conforme a distribuidora, mas sinaliza que seriam ainda maiores que os anunciados recentemente.

Para ter uma dimensão das altas aprovadas no último mês: a Cepisa, do Piauí, definiu um reajuste médio de 27,63%, e a EDP, que atende parte do Estado de São Paulo, elevou a conta em 24,37%.

A Aneel informou que a questão será debatida nesta terça (24) durante reunião da diretoria, em que se discutirá a abertura de uma audiência pública sobre o tema.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Cotidiano

Autor: CAROLINA LINHARES JOSÉ MARQUES AVENER PRADO ENVIADOS ESPECIAIS A MINAS GERAIS E AO ESPÍRITO SANTO

Título: Indenização a atingidos por lama trava 2 anos depois da tragédia de Mariana

Os participantes começam a dar sinais de cansaço após duas horas de reunião da Comissão dos Atingidos de Bento Rodrigues, vilarejo a 23 km do centro de Mariana (MG) destruído pela lama da mineradora Samarco. Já passava das 20h30 de uma segunda-feira, e Cristiano Sales, 35, reclamava que tinha que acordar cedo no dia seguinte.

"Toda semana tem várias reuniões. Já vai fazer dois anos e é isso aí. Nossa vida agora é trabalho e reunião."

Motorista de ônibus que teve a casa destruída pela lama, ele entra no serviço às 4h30. Sai às 14h, passa em casa, toma banho e quase já é hora da reunião, às 18h30. Além desse encontro todas as segundas-feiras, há outros ao longo da semana para tratar de demandas específicas.

As reuniões ocorrem em uma casa alugada pela Fundação Renova, entidade criada e bancada pela Samarco e suas donas (Vale e BHP Billiton) para reparar a tragédia ambiental que completa dois anos no próximo dia 5.

"É cansativo demais. Mas a gente não pode perder a luta", completa o motorista.

Ao longo dos 650 km que o rejeito percorreu até desaguar no mar do Espírito Santo, atingidos se mobilizam para cobrar direitos à renda, à moradia, à água e a indenizações.

Em março de 2016, as mineradoras fizeram acordo com o governo federal e dos Estados de ES e MG que deu diretrizes para ações de reparação.

Mas o acordo não foi homologado pela Justiça e sofre questionamentos do Ministério Público Federal sobre a falta de participação da sociedade nas decisões da Renova.

ESPERA

Até hoje, atingidos já reconhecidos como tal aguardam o recebimento do cartão de auxílio emergencial, no valor de um salário-mínimo e uma cesta básica.

É o caso das comunidades de pescadores e catadores de mariscos de São Mateus (ES).

O local foi o último a ser afetado pela lama, que provocou mortes de peixes e crustáceos. Moradores dizem ter problemas de saúde devido aos rejeitos. Eles só foram reconhecidos mais de um ano depois, em abril de 2017.

"Tá vendo tudo morto? Não era assim antes da lama", diz Claudinei Campelo da Silva, 15, filho de marisqueiros, enquanto conduz a reportagem pelo manguezal da região.

Em seus cadastros para recebimento de indenização, foram classificados como "lavadores de roupa". "Eu sou pescador há 22 anos e eles me põem como lavador de roupa? Por que isso? Para reduzir a nossa posição?", indaga Nilton Tomás Borges, 45. A Renova disse que havia um erro no cadastro, que foi corrigido.

Nas maiores cidades atingidas, como Colatina (ES) e Governador Valadares (MG), onde houve mais de 50 mil ações por danos morais contra a Samarco, os casos ainda estão sendo resolvidos.

A técnica de enfermagem Ester Aparecida Silva, 54, pediu R\$ 10 mil na Justiça e não foi atendida. Já seu vizinho, o padeiro Anderson Moreira, 26, ganhou R\$ 1.000 sob a condição de não entrar com processo contra a empresa.

Segundo a fundação, foram criados postos de conciliação na cidade para resolver as pendências jurídicas.

PRESSÃO

Em Mariana, ao contrário de outras cidades da Bacia do Rio Doce, não houve pulverização de processos. Há 18 ações coletivas (12 contra a Samarco) movidas pelo Ministério Público.

O rigor de reuniões quase diárias é para que a pressão coletiva funcione. "Eles vivem em função de reconstruir a vida. Por isso, propomos que esse tempo útil em reuniões e esse desgaste também seja indenizado", diz o promotor Guilherme Meneghin.

As reuniões tratam basicamente do cadastramento dos atingidos e da reconstrução de suas vilas –ambos os processos, de responsabilidade da Renova, sofreram reviravoltas neste ano.

O Ministério Público apontou que havia palavras de difícil compreensão e nem todas as profissões estavam contempladas. O cadastro é necessário para avaliar as perdas de cada um e estipular uma indenização final. Até hoje as partes não chegaram a um consenso sobre a questão.

Mesmo nas outras cidades, onde o cadastro vem sendo utilizado, deve haver revisão por entidades como Fundo Brasil e Fundação Getúlio Vargas. Foram 23.274 cadastros aplicados e 19.266 aprovados pelo órgão que fiscaliza a Renova, formado pelos governos estaduais e federal.

Outro entrave na região é a construção, em novos locais, dos três distritos rurais destruídos: Bento Rodrigues e Paracatu de Baixo, em Mariana, e Gesteira, em Barra Longa (a 60 km).

O acordo com a União dá prazo até março de 2019. Em Paracatu e Gesteira, a Renova sequer concluiu a compra dos novos terrenos escolhidos pela comunidade.

Já em Bento Rodrigues, um projeto urbanístico chegou a ser aprovado pelos moradores, mas terá que ser refeito.

A Secretaria de Meio Ambiente de Minas Gerais viu problemas na declividade do local. O órgão é responsável por conceder a licença ambiental para as obras.

A fundação também precisa registrar o terreno em cartório, o que depende da anuência dos vizinhos e demora. Há ainda a necessidade de uma lei municipal para qualificar a nova vila como espaço urbano. A Renova informa que busca alternativas para agilizar o registro do terreno e o licenciamento ambiental.

Em relação a São Mateus, o presidente da Renova, Roberto Waack, disse que a fundação reconhece que o desastre provocou "efeitos que não são evidentes e diretos e que eles precisam ser incorporados nos escopos de ações da fundação".

"A forma como a gente está tratando esses efeitos são reconhecê-los. Toda a compensação de auxílio emergencial e indenização vai entrar no processo da compensação", diz. Segundo ele, também se discute aumento da participação da sociedade civil nas decisões da Renova.

Ele afirma que a fundação tem tentado acelerar o processo de pagamento das indenizações.

Etapas do processo

5.nov.2015

Barragem de Fundão se rompe

23.fev.2016

Polícia Civil de MG conclui inquérito

20.out.2016

Polícia Federal conclui inquérito

20.out.2016

Ministério Público Federal denuncia 22 pessoas, a Samarco, a Vale, a BHP e a VogBr

18.nov.2016

Justiça aceita denúncia; ação tramita em Ponte Nova (MG)

4.jul.2017

Juiz suspende processo para apurar se escutas telefônicas usadas como prova ultrapassaram período autorizado pela Justiça

Próximos passos

Processo pode ser anulado ou continuar a tramitar. Réus podem ser levados ao tribunal do júri

Defesa

Samarco afirma que processo deve ser anulado e que não houve dolo; Vale diz que operação da barragem era exclusiva da Samarco. Executivos negam que haja provas contra eles

VEÍCULO: Correio Braziliense**Seção:** Economia**Autor:** Simone Kafruni**Título:** Brasileiro pode esperar nova alta na conta de luz

A falta de chuvas e os reservatórios em níveis cada vez mais críticos preocupam a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que deve discutir, na reunião de hoje, a possibilidade de modificar a metodologia de acionamento das bandeiras tarifárias. O sistema foi criado para sinalizar aumento de preço da energia quando as termelétricas são acionadas, mas não está dando conta do recado e qualquer alteração resultará em mais aumento de tarifa para os consumidores.

Dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apontam que a arrecadação com as bandeiras somou R\$ 1,78 bilhão nos oito primeiros meses deste ano. Porém, segundo o presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), Nelson Leite, o deficit das concessionárias chegará a R\$ 6 bilhões no fim de 2017. “A situação hidrológica piorou muito. A bandeira tarifária não é mais suficiente para cobrir o adicional pago pelas empresas”, afirmou.

Diante disso, a Aneel decidiu abrir uma audiência pública para reavaliar o instrumento da bandeira tarifária. Conforme Rafael Mathias, sócio-fundador da Capitale Energia e diretor da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), o modelo do sistema define a bandeira na primeira semana do mês com base em previsões. “Isso o torna muito volátil. Em junho, houve uma chuvinha que quase não gerou energia, mas o modelo interpretou que a bandeira podia ser verde, quando não podia”, exemplificou.

Isso ocorreu, segundo o especialista, porque a metodologia considera apenas o valor do Custo Marginal de Operação (CMO) — preço do megawatt/hora (MW) da termelétrica mais cara despachada — sem avaliar o risco hidrológico. “Uma forma de reduzir a volatilidade seria aplicar outra variável na fórmula das bandeiras, como as condições dos reservatórios”, opinou Mathias.

O presidente da Thymos Energia, João Carlos Mello, alertou que novembro terá o pior nível de reservatórios de todos os tempos. “Os números estão abaixo dos registrados em 2001, ano em que o país teve racionamento. Os preços continuarão elevados e devem se perpetuar em 2018”, afirmou. A Thymos estima que a bandeira vermelha no patamar 2, em vigor em outubro, se repetirá em novembro, com adicional de R\$ 3,50 a cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Se depender do diretor da Aneel Tiago Correia, no entanto, a nova metodologia

das bandeiras deve ser adotada nesta semana para poder ser aplicada no mês que vem, defendeu ao deixar um evento no Rio de Janeiro. O diretor do Instituto Ilumina, Roberto Pereira D'Araújo, garantiu que as tarifas vão continuar subindo, independentemente da mudança no sistema. “A bandeira é um sinal econômico ineficiente. O consumo médio residencial é muito baixo, de apenas 160 quilowatt/hora (kW) por mês, sendo que uma geladeira antiga consome 60kW. Como pedir para economizar mais?”, indagou.

Sem surpresa

D'Araújo explicou que o nível baixo dos reservatórios não é nenhuma surpresa para o setor elétrico e disse que o país teve índices piores de Energia Natural Afluente (ENA, que é a água que sobra para gerar energia depois de encharcar o solo). “O problema é estrutural. Abusamos dos nossos reservatórios”, disse. “Assim como usinas térmicas têm que cuidar do estoque de combustível, usinas hidroelétricas precisam cuidar dos seus rios”, completou.

O especialista alertou, ainda, que há limite para importar energia de países vizinhos. “Não temos interconexões com capacidade de trazer muita energia. Talvez seja a hora de pensar em ampliá-las, como a Europa está fazendo para intensificar a troca entre os países”, acrescentou.

Memória

Influência nas eleições

O Brasil sofreu grandes cortes de abastecimento de energia, os chamados apagões, em 2001. Naquela época, o sistema elétrico não contava com tantas termelétricas, o volume de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas mostrava-se bem abaixo dos seus níveis históricos e havia uma deficiência grave de transmissão, o que impedia que a energia gerada no Sul, onde as chuvas eram abundantes, pudesse ser injetada no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Restou ao então presidente da República, Fernando Henrique Cardoso, implementar um racionamento de energia, que durou todo o ano de 2001 até março de 2002. Os brasileiros tiveram que economizar 20% nas contas de luz. A popularidade do presidente sofreu abalos e chegou a cair sete pontos percentuais nos primeiros três meses de racionamento.

No governo de Dilma Rousseff, a presidente se beneficiou com chuvas acima das médias históricas em 2011, último ano em que isso ocorreu. Em 2012, decidiu reduzir o valor da energia elétrica por meio da Medida Provisória 579, editada em setembro daquele ano, e anunciou queda de 18% a 32% nas faturas em 2013. Apesar de ter desestruturado completamente o setor elétrico, a redução das tarifas de energia provocada pela MP 579 ajudou a reeleição de Dilma em 2014. (SK)

Se houver mais um reajuste, vai ser difícil para a minha empresa. Não posso apagar a luz em um ambiente que sempre tem gente e também não dá para desligar o ar-condicionado da loja com este calor. Com a crise, a última coisa que nós, comerciantes, precisamos é de contas mais caras”

Manoela de Castro Alves, empresária

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Economia

Autor: Andressa Paulino

Título: Economizar é preciso

Sem chuvas para encher reservatórios e com a conta de energia cada vez mais cara, os brasileiros precisam rever hábitos de consumo e, para isso, serão ainda mais estimulados em novembro, quando entrarão no ar campanhas de conscientização para uso racional e sem desperdício de eletricidade.

A assessora parlamentar Márcia de Lima, 42 anos, aposta na economia para diminuir o valor da conta de energia. “A gente tenta poupar de todas as formas, ao desligar as luzes quando sai do ambiente, ao tomar banho mais rápido e ao tirar eletrodomésticos que não estão sendo usados da tomada”, contou. Depois do aumento de preço na conta de luz, a fatura de Márcio ficou 57% mais pesada. “Antes, eu pagava em torno de R\$ 70, agora, mesmo economizando, pago em torno R\$ 110”, reclamou.

Com a crise hídrica, a assessora parlamentar sabe que não basta economizar eletricidade. “A água também influencia na energia, já que parte é gerada em hidrelétricas. Por isso, além da rapidez na hora do banho, junto a água da máquina de lavar para limpar a área da minha casa”, comentou.

A empresária Manoela de Castro Alves, 35, tinha 19 anos no apagão de 2001. Na época, morava com os pais e lembra as medidas que a família adotou para diminuir o consumo de energia. “Nós dormíamos todos no mesmo quarto para ligar só um ar-condicionado”, lembrou. Algumas práticas permanecem até hoje, como apagar as luzes ao sair do ambiente.

No prédio onde mora Manoela, placas solares foram instaladas para todos os moradores economizarem. “Com a água aquecida pela energia do sol, a fatura caiu de R\$ 280 para R\$ 170”, disse, revelando uma queda de quase 40%. No entanto, a empresária teme pelas finanças do seu negócio. “Se houver mais um reajuste, vai ser difícil para a minha empresa. Não posso apagar a luz em um ambiente que sempre tem gente e também não dá para desligar o ar-

condicionado da loja com este calor. Com a crise, a última coisa que nós, comerciantes, precisamos é de contas mais caras”, criticou.

* Estagiária sob supervisão de Rozane Oliveira

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rodrigo Polito, André Ramalho e Cláudia Schüffner | Do Rio

Título: ANP estima 3 a 4 anos para normatizar setor

O novo diretor da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), José Cesário Cecchi, entende que serão necessários de três a quatro anos para que a autarquia possa regulamentar todas as mudanças em estudo pelo governo para o setor de petróleo e gás. O economista, que ingressou na agência em 1998 como assessor da diretoria, acredita que com a tendência de ampliação da abertura dos mercados de óleo e gás, a partir da redução da participação da Petrobras, a ANP terá um protagonismo - e uma responsabilidade - cada vez maiores.

"Imagino que em três ou quatro anos você tenha prazo suficiente para regulamentar todas as novas atribuições que estão sendo atribuídas à ANP. Talvez antes, mas depende muito da dinâmica do mercado", afirmou Cecchi, em sua primeira entrevista exclusiva após tomar posse no cargo, na última semana. "Está sendo atribuída à ANP uma carga de trabalho fantástica. E a tendência é aumentar."

Ele lembrou que a ANP será responsável pela regulamentação de pontos relevantes de cinco programas que estão sendo tocados pelo governo: Gás para Crescer (que prevê um novo marco legal para o mercado de gás natural), Renovabio (que inclui mudanças regulatórias no setor de biocombustíveis), Reate (iniciativa que busca estimular atividades petrolíferas em campos terrestres), Combustível Brasil (que visa preparar o setor de refino e distribuição de combustíveis no âmbito da retomada do crescimento da demanda) e Repetro (regime aduaneiro especial de exportação e importação de bens do setor petrolífero).

Com relação à mudança do marco legal do gás natural, Cesário, que atuou por 18 anos como superintendente de comercialização e movimentação de petróleo, derivados e gás natural da ANP, diz não ter posição fechada sobre o substitutivo do projeto de lei de relatoria do deputado Marcus Vicente (PP-ES), mas que o texto representa um avanço. "Não acho que esteja retrocedendo", afirmou.

Perguntado sobre quando ele imagina que o mercado de gás natural estará suficientemente aberto e maduro, o novo diretor disse que isso não depende apenas do governo, mas das próprias empresas. "Não adianta nada você criar um aparato regulatório fantástico, se a economia estiver decrescendo, se os agentes não estiverem interessados, se eles estiverem acomodados."

Em sua avaliação, um bom termômetro para medir o apetite dos investidores com relação ao mercado de gás natural brasileiro será a chamada pública que a Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia-Brasil (TBG) fará em 2018 para a contratação de capacidade disponível no gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). "O fato de ter uma chamada pública da TBG vai ser um sinal de quão é o apetite, a pré-disposição para alguns agentes se posicionarem com relação ao setor de gás natural", afirmou ele.

Sobre o uso do gás natural para geração termelétrica, o diretor integra o grupo favorável à inclusão das térmicas a gás na base, ou seja, operando de forma contínua, mas ressaltou que isso dependerá do desenvolvimento do mercado. "O governo e a EPE [Empresa de Pesquisa Energética] vão ter o bom senso de contemplarem isso em algum momento", disse.

Na nova diretoria, Cesário será responsável por quatro áreas complexas e relevantes do setor: abastecimento, defesa da concorrência, desenvolvimento da produção e conteúdo local.

Sobre conteúdo nacional, o novo diretor se disse favorável às mudanças que estão sendo colocadas em prática pelo governo. "De 2005 a 2016 você teve um grupo de empresários que se beneficiou extremamente da política de conteúdo nacional. Agora acho que está na hora de mudar, de alterar um pouco isso. Outros grupos empresariais vão ser beneficiados com alterações na política de conteúdo nacional, o que é razoável."

O novo diretor acrescentou que, se nos últimos 12 anos, fornecedores locais não conseguiram se beneficiar da política de nacionalização para aumentar a eficiência e se tornarem competitivos em âmbito global, não é problema de falta de política para o setor, mas incapacidade técnica do fornecedor.

Questionado sobre o imbróglio com relação à dívida de R\$ 18,4 bilhões da Eletrobras com a Petrobras referente a despesas com aquisição de combustíveis para geração térmica no Norte, ele destacou que o problema se desenvolveu no governo anterior e que agora as gestões profissionais das duas estatais estão dispostas a resolver o problema.

Sobre os dois leilões do pré-sal que serão realizados na sexta-feira, Cesário disse esperar disputa pelas áreas que serão ofertadas. "A expectativa do setor é pela

disputa." Segundo ele, o fato de a votação da MP do Repetro pela Câmara ter ficado para depois da realização dos leilões não será um fator de risco para o sucesso dos certames, nos quais o governo espera arrecadar R\$ 7,75 bilhões em bônus de outorga.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Camila Maia e Arícia Martins | De São Paulo

Título: Bandeira vermelha deve continuar acionada em novembro

A continuação das chuvas abaixo da média histórica deve fazer com que o mês de novembro tenha novamente acionada a bandeira vermelha em seu patamar mais elevado, com acréscimo de R\$ 3,50 a cada 100 quilowatts-hora (KWh) consumidos, avaliam especialistas ouvidos pelo **Valor**.

Pelos cálculos da consultoria Thymos Energia, os reservatórios das hidrelétricas do país devem chegar a novembro com 16% do volume máximo, cenário pior que o de 2001, quando houve racionamento de energia.

Ainda assim, não há risco de um novo racionamento de energia, devido à entrada em operação, desde então, de termelétricas e fontes alternativas de energia, disse João Carlos Mello, presidente da Thymos.

"Estamos vendo o ano que vem com potencial de manutenção do estresse hidrológico, mas, diferentemente do que vimos em 2014 e 2015, com baixo risco de racionamento", disse Bernardo Bezerra, diretor técnico da consultoria especializada em energia PSR. Segundo ele, a razão para isso é a sobra de energia no sistema causada pela crise econômica. "Foram dois anos de PIB negativo, isso fez com que tivéssemos uma sobra", explicou.

A PSR trabalha com um cenário de manutenção do preço de liquidação das diferenças (PLD) próximo do teto regulatório de R\$ 533 por megawatt-hora (MWh) até o período chuvoso, que começa a partir de dezembro. A bandeira tarifária deve ficar entre vermelha e amarela, dificilmente voltando a ser verde.

Em relação à novembro, Bezerra vê "maior probabilidade" de manutenção da bandeira vermelha no patamar 2. Esse nível de alerta para o consumidor foi acionado pela primeira vez em outubro desde sua criação, no início do ano passado.

O Climatempo também trabalha com o cenário de manutenção da cobrança extra no próximo mês, apesar de contar com um retorno das chuvas em

novembro, devido à continuação do despacho de termelétricas mais caras para garantir o suprimento energético do país.

A empresa de previsão meteorológica prevê um retorno gradual das chuvas a partir de novembro. "Porém, isso vai diminuir a geração eólica no Nordeste, que está muito alta", disse Alexandre Nascimento, meteorologista do Climatempo. Por isso, deve ser necessária a continuação do despacho de termelétricas, justificando a manutenção da bandeira vermelha.

Segundo Nascimento, mesmo com o retorno das chuvas, a situação dos reservatórios só começará a mostrar melhora dentro de algumas semanas. "A geração eólica vai ter uma redução grande, que será mais rápida que a recomposição dos reservatórios", disse ele.

Já considerando a piora do cenário hídrico em suas estimativas, analistas de inflação mantiveram suas projeções para a alta do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) tanto para este ano quanto para o próximo, contando com a manutenção da bandeira vermelha no patamar 2 até o fim de 2018. Márcio Milan, da Tendências Consultoria, já assume que a bandeira tarifária seguirá na cor atual nos últimos dois meses do ano e está aguardando a revisão dos cálculos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para alterar sua previsão para o aumento do IPCA no próximo ano, atualmente em 4,1%.

Além da aguardada mudança de metodologia de definição das bandeiras pela autarquia, que será colocada em audiência pública pela diretoria da Aneel amanhã, André Muller, da AZ Quest, afirma que os reajustes periódicos das distribuidoras também representam risco de alta para a inflação de 2018. "A grande questão do número de energia no ano que vem não é tanto o sistema de bandeiras, mas sim o que vai sobrar para os reajustes tarifários feitos pelas empresas", diz.

Ontem, os reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, que concentra a maior parte da geração hidrelétrica em operação do país, tinham chegado a 18,99% da capacidade máxima. No Nordeste, que enfrenta uma seca severa, os reservatórios estavam em 6,99% do volume máximo. A usina de Sobradinho, que representa 58,26% do subsistema, tinha 3,49% do volume útil.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rodrigo Polito | Rio

Título: Com revisão tarifária, Aneel busca dar sinal mais claro ao consumidor

É acertada a decisão da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) de rever a metodologia e os valores dos patamares de bandeiras tarifárias, mecanismo que entrou em vigor no início de 2015 e tem por objetivo indicar ao consumidor, por meio de uma cobrança adicional na fatura, o custo real de operação do sistema elétrico em determinado mês.

Iniciativa elogiada por quase todo o mercado de energia, o sistema de bandeiras tarifárias apresenta dois problemas atualmente. O primeiro, mais simples, é que o valor da cobrança adicional não está sendo suficiente para arcar com os custos de operação de térmicas mais caras que estão sendo acionadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrica (ONS), devido à escassez de chuvas.

Na prática, segundo especialistas do setor, o valor das bandeiras que está sendo aplicado equivale a apenas um quarto das despesas que as distribuidoras estão tendo com o custo de acionamento das termelétricas mais caras. Dessa forma, há um descasamento de caixa das distribuidoras, que deverá chegar a R\$ 6 bilhões até o fim do ano, segundo estimativas da associação do setor, e o consumidor acaba não percebendo o real custo de operação da rede e, portanto, tem menos estímulo para usar energia de forma mais racional.

Vale lembrar que, pela forma atual, esses três quartos descobertos pelas bandeiras vão ser pagos pelo consumidor no momento do reajuste anual das distribuidoras. A bandeira tarifária não é uma taxa extra, mas uma antecipação da cobrança do custo de operação de térmicas, que pode estimular o uso mais racional da energia.

O outro problema é mais complexo. Pela regra atual das bandeiras, para efeito de definição da cor (e da cobrança adicional na conta de luz), é observado a previsão de custo de operação do sistema para o mês seguinte realizada na semana anterior à entrada daquele mês. Na prática, a previsão feita pelo ONS na última semana de cada mês é fundamental para a definição da bandeira do mês seguinte.

Ocorre que, pelo modelo computacional utilizado pelo operador, as variações das previsões semanais costumam ser significativas. Assim, um cenário que indicasse bandeira verde na última semana de um mês pode indicar outra cor na semana seguinte, porém esta nova previsão não tem efeito para definição da bandeira. Essa situação ocorreu por duas vezes este ano.

O episódio mais marcante ocorreu com relação à bandeira de junho. O mês de maio havia registrado uma hidrologia ruim, caracterizada pela bandeira vermelha, mas na última semana do mês, devido a ocorrências de chuvas previstas apenas para a primeira semana de junho, foi estipulada bandeira

verde para junho. Na segunda semana de junho, o cenário era novamente de escassez significativa, mas a bandeira verde permaneceu.

Dessa forma, o efeito para o consumidor é o mesmo do primeiro problema: custo adicional mais baixo em um primeiro momento e reajuste tarifário mais elevado em até 12 meses.

A ideia da Aneel, segundo o diretor-relator do processo, Tiago Correia, é incluir não só as previsões de hidrologia do ONS, que são muito variáveis, mas também o fator de ajuste de garantia física das hidrelétricas (o GSF, na sigla em inglês), indicador mais consistente e estável.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Destaques

Minério de ferro a US\$ 62

Os preços do minério de ferro caíram ontem em Qingdao, apesar de os contratos futuros terem alcançando a máxima em três semanas na bolsa de Dalian, de acordo com dados da publicação Metal Bulletin. O minério com teor médio de 62% de ferro fechou o dia a US\$ 62 por tonelada naquele porto chinês, equivalente a desvalorização de 0,74% ou US\$ 0,46 por tonelada frente à última cotação. Já os contratos futuros chegaram, em uma sessão marcada por volatilidade, a 459 yuans (cerca de US\$ 69) por tonelada, com alta de 1,32%. De acordo com a Metal Bulletin, os principais negociantes de minério estão dispostos a reduzir os valores uma vez que os preços do aço permanecem firmes, apoiados pela redução dos volumes produzidos pelas siderúrgicas chinesas.

Energia cresce

A energia distribuída pela Energisa no mercado cativo em setembro subiu 2,8% no comparativo anual, para 2.112,2 gigawatts-hora (GWH), refletindo principalmente a alta de 8,1% no consumo no segmento residencial. No acumulado dos nove primeiros meses do ano, a Energisa registrou queda de 1,2% no mercado cativo.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Empresas****Autor: Cláudia Schüffner | Do Rio****Título: Consumidores veem chance de importar gás direto da Bolívia**

O vencimento em 2019 do maior contrato de suprimento de gás boliviano para o Brasil, assinado pela Petrobras com a Bolívia, já causa movimentação de consumidores no momento em que se discute uma nova regulamentação do setor. Apesar de as condições geopolíticas e de suprimento do mercado serem muito diferentes de 20 anos atrás, quando a Bolívia era o único supridor do Brasil, ainda existem questões relevantes sem equacionamento em relação ao fim do contrato. Entre elas, o volume de gás que a Petrobras vai continuar importando do país vizinho. É certo que parte do contrato será renovado, mas ainda não se sabe o volume. Quanto menos a estatal comprar mais espaço vai abrir para potenciais interessados em importar o gás negociando diretamente com a Bolívia.

Grandes consumidores reunidos na Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás (Abegás) e Sindigás já se reuniram com autoridades bolivianas e brasileiras duas vezes desde o ano passado, sem que nada tenha sido decidido. "A grande insegurança é que a Petrobras não disse quanto vai trazer. E com isso a Bolívia não informa quanto gás vai poder oferecer para o mercado brasileiro", explica Augusto Salomon, presidente da Abegás.

Sobre as próximas negociações, o secretário executivo de Petróleo e Gás do **Ministério de Minas e Energia (MME)**, Márcio Félix, disse ao **Valor** que o governo espera é que a Bolívia "tenha um potencial de entrega de gás que seja confiável no longo prazo". O contrato global de suprimento de gás foi assinado em 1999, garantindo a compra de 30 milhões de metros cúbicos de gás por dia. O que vence em 2019 previa a compra "firme", por 20 anos, de 18 milhões de metros cúbicos de gás natural no regime de "take or pay". O termo significa que esse volume de gás deve ser pago independente de ter sido consumido.

A sinalização dada pela Petrobras até agora é de que deve continuar importando cerca de 15 milhões de metros cúbicos a partir de 2019. Como existe ainda um saldo referente a pagamentos feitos no passado - o que significa que a Bolívia já recebeu pelo gás que não foi entregue - a expectativa é de que até o início da próxima década os volumes importados ainda sejam superiores a 20 milhões de metros cúbicos de gás por dia. A esse volume vai se somar a crescente produção de gás do pré-sal.

Em 2021 vence uma outra parcela do contrato, a que garante a compra pela Petrobras de 6 milhões de metros cúbicos adicionais. Juntas, essas duas

parcelas garantem até agora a compra firme de 24 milhões de metros cúbicos de gás por dia. A Petrobras tem ainda o direito de importar outros 6 milhões de metros cúbicos extras por mais 40 anos. Para esse volume, a duração do contrato é maior, com vencimento em setembro de 2041. A estatal pagou antecipadamente pelo consumo desses 6 milhões de metros cúbicos para financiar a construção do trecho boliviano do gasoduto administrado pela Gás Transboliviano S.A. (GTB).

André Olinto do Valle Silva, diretor geral da Accenture Strategy, observa que o governo boliviano vai começar a negociar sem dar garantias de que tenha reservas de gás suficientes. Como medida de comparação, o contrato para entrega de 30 milhões de metros cúbicos diários ao Brasil por 20 anos exigiu a garantia de reservas de 7,7 trilhões de pés cúbicos (TCF na sigla em inglês) de gás. "É uma situação delicada para a Bolívia. Esse é um péssimo momento para o país ficar sem reservas, justo quando vai sentar na mesa para renegociar o contrato de gás", afirma Silva.

Outro revés para a Bolívia é a mudança do mercado à partir da massificação do uso de Gás Natural Liquefeito (GNL), cuja oferta vem aumentando, e passou a ser um balizador de preços, reduzindo o poder do governo boliviano para arbitrar os valores. A partir de uma tecnologia que não existia vinte anos atrás e que permite liquefazer o gás para transportar as moléculas na forma líquida, hoje o GNL permite que navios "gaseiros" funcionem como gasodutos virtuais, com a diferença de poderem transportar gás por grandes distâncias de maneira flexível, podendo mudar o lugar da entrega já que não dependem de grandes tubulações enterradas no solo.

Um revés para a Bolívia é o esperado aumento da oferta de gás nacional pelos grandes projetos do pré-sal

Esse é um ponto importante observado por Décio Oddone, diretor-geral da Agência Nacional do Petróleo (ANP), que presidiu a Petrobras Bolívia na época de implantação do contrato e participou de negociações posteriores. Ele afirma que o GNL pode significar "o ocaso dos grandes gasodutos", já que eles podem ser substituídos sem a necessidade de se investir bilhões de dólares em infraestrutura para transportar gás por grandes distâncias.

"Houve uma mudança estrutural no mercado de gás e na relação negocial, que é diferente agora do que era na época da assinatura do contrato em 1996. Antes não havia alternativa ao gás boliviano, agora há o GNL que é cada vez mais abundante na Bacia do Atlântico", observa Oddone.

Projeções da Accenture apontam para um preço do gás na faixa de US\$ 3,20 a US\$ 3,50 nos próximos dez anos em Henry Hub (EUA), que serve de referência

para os contratos no mercado americano, quando o atual contrato com a Bolívia tem o preço indexado a uma cesta de óleos comercializados no mercado internacional. "Há um consenso de que o preço do gás continuará barato e essa é uma variável importante que dá um bom limite para as negociações brasileiras", afirma Silva.

Outro revés para a Bolívia, que é positivo para o Brasil, é o esperado aumento da oferta de gás nacional substituindo importações à medida que os grandes projetos do pré-sal comecem a entrar em produção. Marco Tavares, diretor da Gas Energy, aponta outra mudança importante que é a diversificação de atores no mercado brasileiro, que terá a presença de empresas como Repsol e Statoil produzindo gás extraído dos campos de Carcará e Pão de Açúcar.

Tavares também cita os movimentos recentes de grandes "players" no país, como a associação da Prumo com a BP no Porto do Açu, da Qatar Petroleum e da Exxon que vão vender GNL para geração térmica no Sergipe e a compra do terminais de GNL da Bahia pela francesa Total. "Com a produção nova do pré-sal existem vários movimentos e com a perspectiva de que uma mudança regulatória existem muitas conversas, todo mundo está se posicionando", diz.

O executivo afirma ainda que o mercado acompanha notícias sobre conversas entre petroleiras e distribuidoras. "Com a quantidade grande de gás nacional entrando no mercado entre 2021 e 2023, as distribuidoras analisam essa nova oferta. A Comgás olha para o GNL, e outras observam o gás que vai chegar do sul."

Procurada, a Comgás informou que não se manifestaria porque está em período de silencioso devido a uma emissão de debêntures. O consultor também prevê que na próxima década o próprio Gasoduto Bolívia Brasil (Gasbol) poderá ser usado para movimentar gás e GNL entre regiões do Brasil que ainda não estão conectadas.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Cláudia Schüffner | Do Rio

Título: Queda nas reservas reduz poder de negociação dos bolivianos

O modelo energético adotado pela Bolívia depois da primeira eleição de Evo Morales, em 2005, começou a cobrar seu preço em um momento em que o país precisa renegociar os contratos de gás com o Brasil. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê que a Bolívia enfrentará alguns desafios para renovar o contrato de venda de gás com o Brasil nas mesmas condições do atual, o que

deve impactar as receitas do país, já que as vendas de gás respondem por 47% das exportações bolivianas.

O maior problema é a falta de reservas capazes de sustentar a entrega de volumes firmes. Isso porque as reservas que em 2000 eram capazes de sustentar a produção por 116 anos, chegaram a 2014 com capacidade de suprir a demanda por apenas 13 anos. "Outros desafios que se colocam para a Bolívia são as perspectivas de manutenção de baixos preços no mercado internacional do gás natural e o aumento de concorrência de fornecimento da commodity, via outras alternativas de oferta para o Brasil, como o GNL importado e o gás natural oriundo do pré-sal", avalia a EPE.

O esgotamento das reservas de gás da Bolívia é um assunto delicado naquele país. É resultado da política de nacionalização adotada por Evo Morales a partir de 2006, que incluiu um aumento dos impostos cobrados dos produtores, e resultou em queda dos investimentos. A última certificação foi feita em 2013 pela canadense GLJ Petroleum Consultantes que constatou a existência de 10,45 trilhões de pés cúbicos (TCF na sigla em inglês) de reservas provadas de gás, e outros 3,5 TCF de reservas prováveis.

Em artigo publicado em um livro editado pela Fundación Milenio intitulado "O fim do populismo, e agora?", o economista Mauricio Medinacelli Monrroy, professor da Universidade Católica Boliviana, chama a atenção ainda para o aumento das importações de combustíveis devido à incapacidade de produzir volumes suficientes de petróleo, matéria prima para o refino de óleo diesel. Como resultado, os gastos com importação de combustíveis aumentaram de US\$ 95 milhões para US\$ 1,2 bilhão no período.

Na avaliação de Medinacelli, a queda das reservas pode levar a Bolívia a negociar com o Brasil propondo mudanças nos contratos, que teriam previsão de entrega interruptível e não mais do tipo firme. "Isso, é claro, diminui o risco para o comprador e o aumenta para o vendedor", observa o professor no trabalho.

Entre as mudanças que ele prevê está a necessidade de negociar com várias empresas privadas, ao invés do modelo atual em que a negociação é feita pela Petrobras e a estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). "Isso exige uma estratégia de negociação diferente e as condições podem variar para cada comprador. Este novo contexto apoia a hipótese de um contrato (ou vários) mais flexível em termos de preços e volumes", afirma o economista no artigo.

Ainda segundo Medinacelli, outro aspecto importante nas negociações será a cláusula de preço e os mecanismos de ajuste. Ele destaca que a fórmula atual

permitiu que a Bolívia tivesse receitas com exportações oito vezes maiores que o esperado inicialmente.

Agora, o economista prevê mudanças nos contratos, já que identifica pressão do Brasil para reduzir os preços. Ele também acha necessário mudar a política de preços internos, com o fim dos subsídios e a aprovação de uma nova Lei de Hidrocarbonetos que atraia investimentos privados para o setor e ganhar novos mercados.

"No mercado interno, será essencial alinhar os preços domésticos do gás natural e dos produtos petrolíferos, à sua oportunidade internacional, que geralmente é chamada de 'eliminação de subsídios'. Tendo em conta experiências anteriores na Bolívia, bem como em outros países, é claro que este ajuste de preços deve ser gradual e consensual com a sociedade civil e, para esse fim, algumas boas práticas podem ser resgatadas no nível internacional", afirma.

Em seu relatório sobre a Bolívia, a EPE observa que a percepção de risco político e regulatório pelos agentes deve ser levado em conta na hora de definir investimentos. Apesar da cautela, a EPE ressalta que há "um interesse mútuo na política externa de longo prazo entre os dois países" que deve influenciar a demanda de decisão sobre a renovação do contrato. "A relevância da renda gasífera para a Bolívia é outro fator que favorece a renovação do contrato com o Brasil", avalia a EPE.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia e Rodrigo Polito | De São Paulo e do Rio

Título: Eletrobras pode captar além dos recursos para outorga

O aumento de capital da Eletrobras - e, consequentemente, privatização da estatal - vai levantar recursos não apenas para pagamento da outorga da energia que terá os contratos revistos pelo governo, apurou o **Valor**. Segundo uma fonte qualificada, a companhia terá liberdade de decidir se vai levantar mais recursos para outras finalidades, como antecipar pagamento de dívidas mais caras e voltar a fazer investimentos.

A expectativa do governo é de concluir nas próximas semanas o texto da Medida Provisória (MP) que vai tratar da desestatização do controle da Eletrobras e também da chamada "descotização", apurou o **Valor**. As equipes técnicas do Ministério de Minas e Energia, da Fazenda e do Planejamento, além do PPI, vão se reunir nesta semana para tratar dos últimos pontos da MP.

A privatização da companhia acontecerá simultaneamente ao processo de fim das cotas, que é a alteração dos contratos da energia que foi alocada no regime de cotas de garantia física e potência, criado pela então presidente Dilma Rousseff em 2012, com o objetivo de reduzir as tarifas de energia. Nesse regime, as hidrelétricas antigas e já amortizadas tiveram as concessões renovadas antecipadamente, e passaram a receber uma receita apenas para operação e manutenção dos ativos. O problema é que essa receita foi estabelecida num patamar muito baixo, causando prejuízos à Eletrobras. Cerca de 14 GW, ou um terço da potência instalada da estatal, está alocada nesse regime.

MME, Planejamento e Fazenda, além do PPI, se reúnem nesta semana para tratar dos últimos pontos da MP

Para alterar o contrato e sair do regime de cotas, a Eletrobras vai pagar uma outorga ao governo, estimada, pelo orçamento de 2018, em cerca de R\$ 8 bilhões. Esse montante é baseado no ganho que a elétrica vai capturar ao vender essa energia por um preço mais caro.

Hoje, a energia da Eletrobras no regime de cotas é vendida a um preço próximo de R\$ 40 por megawatt-hora (MWh). O governo vai calcular um preço médio que a companhia vai conseguir capturar ao longo dos 30 anos da concessão como produtora independente, sem contrato garantido com distribuidoras, como é hoje. Esse preço será uma estimativa, e dependerá da gestão do portfólio pela nova companhia privada. Supondo que esse preço seja próximo de R\$ 140/MWh, o potencial ganho a ser capturado com o fim das cotas seria de R\$ 100/MWh.

Será dessa diferença entre a tarifa atual e a tarifa estimada no novo regime que será calculado quanto a Eletrobras pagará pela outorga das usinas. A decisão de encerrar as cotas caberá à própria companhia, que terá que decidir se vai abrir mão do contrato atual - que, embora tenha uma tarifa baixa, é livre de riscos de mercado e também do GSF - e migrar para o contrato novo, de produtora independente, livre para vender a energia a preços de mercado. A Eletrobras também poderá optar por encerrar as cotas de uma parcela dessa energia, e não o total. A União não vai votar na assembleia de acionistas que vai deliberar o assunto.

Dessa diferença de preços (entre a tarifa de cotas e a tarifa estimada), uma parcela, ainda a ser definida, irá para o Tesouro, como outorga, e outro para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), ajudando a reduzir os encargos pagos pelos consumidores e também as tarifas de energia.

A parcela que vai para a CDE será fixa, paga pela Eletrobras proporcionalmente à energia que for retirada das cotas. Já o montante da outorga vai ser baseado na outra parcela, mas trazido a valor presente e pago à vista pela estatal. Os recursos para esse pagamento virão da capitalização que será feita e diluirá a participação do governo na companhia, resultando na sua privatização.

O que restar dessa diferença será o ganho capturado pela Eletrobras com o fim das cotas. Como não será estabelecida uma tarifa fixa, esse ganho vai depender da gestão que a estatal fará de sua carteira de geração. Caso a energia fique descontratada, a elétrica poderá liquidar no mercado de curto prazo. Hoje, o preço à vista de energia está no máximo regulatório, de R\$ 533/MWh, o que significaria um lucro expressivo para a companhia.

Existe, porém, o risco de que o preço da energia no mercado à vista recue para o mínimo regulatório, fixado em R\$ 33,68 por MWh para este ano. Se a contribuição fixa para a CDE superar este valor, por exemplo, a concessionária terá prejuízo. O ganho da companhia vai depender de sua capacidade de fazer a melhor gestão da energia.

"A Eletrobras vai decidir se quer mudar do regime de cotas para o de produtora independente. Para isso, vai pagar ao governo um direito, a outorga, e assumirá a obrigação de contribuir com a modicidade tarifária ao longo da concessão", disse a fonte. Do lado positivo, a companhia terá uma "expectativa" de receita com a venda dessa energia com um preço maior.

No curto prazo, o que a Eletrobras poderá fazer é trazer o ganho estimado ao longo dos 30 anos da nova concessão a valor presente e lançar esse valor no seu balanço, sem efeito caixa.

Como o volume de energia a ser retirada das cotas é significativo, o governo considera fazer o processo de mudança dos contratos gradativamente, ao longo de três ou quatro anos. Haverá um efeito tarifário, pois a energia de cotas está alocada nas distribuidoras de energia a um custo mais baixo. Fazendo o processo aos poucos, o efeito nas tarifas será minimizado. Além disso, haverá a oportunidade para que a companhia consiga recontratar todo o volume de energia, sem causar uma "pane" no mercado livre por excesso de oferta.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: André Ramalho e Rodrigo Rocha | Do Rio e de São Paulo

Título: Ex-OGX, Dommo pede arbitragem contra sócios no pós-sal

A Dommo Energia, ex-OGX, abriu processo de arbitragem internacional contra a Barra Energia e Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP), suas sócias no projeto de Atlanta, no pós-sal da Bacia de Santos. As empresas travam disputa envolvendo dívidas da Dommo, relativas a investimentos no desenvolvimento do campo.

A abertura do processo, na Corte de Arbitragem Internacional de Londres, acontece após a Barra exigir a cessão compulsória dos 40% da Dommo na concessão (BS-4), devido à inadimplência da antiga OGX no projeto. A disputa afeta diretamente as negociações entre a Dommo e a AziLat, para venda de uma fatia de 30% do campo.

A Dommo informa que decidiu abrir o processo de arbitragem após solicitar à Barra o fim do pedido de cessão compulsória. A petroleira também acusa a QGEP, operadora do consórcio, de permanecer há pelo menos um ano em estado de inadimplência quanto ao início da produção de Atlanta - previsto inicialmente para 2016, mas que foi postergado para 2018, em função de atrasos na conversão da plataforma, pela Teekay.

Para a Dommo, os sucessivos atrasos na chegada da plataforma "são consequência da inépcia do operador [QGEP] e, sabe-se agora, da omissão dolosa da Barra". A companhia alega que os atrasos a privaram de receitas e que utilizará todas as medidas legais disponíveis e "buscará ressarcimento pelos danos e prejuízos".

Já a QGEP alega que negociou um aditivo contratual com a Teekay, contemplando nova data para a chegada da embarcação, "com aprovação expressa da Dommo aos novos termos e condições" - que garantiram compensações pelo atraso com reduções nas taxas de aluguel da embarcação. A Queiroz Galvão disse ainda desconhecer qualquer contrato de venda de participação assinado pela Dommo, nem de quitação da dívida atual, de R\$ 71 milhões.

As sócias do projeto já travavam disputas em processo administrativo na Agência Nacional de Petróleo (ANP). A Dommo informou ao mercado, no último dia 17, que assinou uma carta de intenções para venda de 30% de sua fatia no projeto para a AziLat, quatro dias após ter sido notificada pela Barra sobre o pedido de cessão compulsória. A venda, segundo a Dommo, ajudaria a empresa a quitar suas pendências no projeto de Atlanta.

A Barra alega que agiu de acordo com seus direitos contratuais para se proteger contra a "persistente inadimplência da Dommo". "Sem qualquer indicação de que a sócia pretende prontamente sanar sua inadimplência nem pagar em tempo hábil as próximas chamadas de capital (...) fica muito claro que a Dommo

tomou a decisão consciente de se recusar a assumir qualquer exposição financeira adicional e transferir os riscos substanciais que o projeto ainda tem para terceiras partes", disse a Barra.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Agronegócios

Autor: Camila Souza Ramos | De São Paulo

Título: Deputados cogitam PL para o RenovaBio

A bancada parlamentar ligada aos biocombustíveis prometeu apresentar na Câmara dos Deputados um projeto de lei para implementar o RenovaBio - programa de estímulo aos biocombustíveis - caso o governo federal não apresente uma medida provisória sobre o tema "em uma ou duas semanas".

A alternativa foi sinalizada pelo deputado federal Evandro Gussi, presidente da Frente Parlamentar do Biodiesel, durante a Conferência BiodieselBR, realizada ontem em São Paulo. O deputado afirmou que essa forma de encaminhar o RenovaBio não é a ideal, mas que diante da demora do governo em encaminhar uma MP, pode ser o caminho.

A apresentação do projeto de lei seria em regime de urgência para ser encaminhada ao Senado "o mais rapidamente possível", segundo Gussi. A possibilidade já foi articulada com o presidente da Câmara, Rodrigo Maia, e com o presidente da Frente Parlamentar do Setor Sucroenergético, Alexandre Baldy. Tanto Gussi como Baldy podem ser os proponentes do projeto.

A bancada deve aguardar até o fim da próxima semana e não deve admitir nada diferente do que a MP prometida pelo Planalto. Há duas semanas, o presidente Michel Temer afirmou ao setor que a MP seria assinada a tempo de o RenovaBio ser apresentado na Conferência do Clima em Bonn, na Alemanha, na primeira quinzena de novembro.

O tema foi debatido por Gussi com o ministro chefe da Casa Civil, Eliseu Padilha, em reunião na quinta-feira. Na ocasião, Gussi afirmou que tinha decidido votar contra a admissibilidade da abertura do processo de impeachment contra Temer e argumentou que o programa tem impacto inflacionário menor que o de um aumento de imposto. Já Padilha teria indicado que não é favorável a uma medida que aumente a carga tributária.

Também de acordo com Gussi, **o ministro de Minas e Energia (MME), Fernando Coelho Filho**, garantiu a ele, em reunião na semana passada, que o governo adotará um percentual de 10% de mistura obrigatória de biodiesel no diesel

(B10) a partir de março. O cenário para o segmento do biodiesel, porém, não é tão favorável.

O diretor de biocombustíveis do ministério, Miguel Ivan Lacerda, mencionou durante o evento de ontem em São Paulo novos problemas em meio à onda de descarbonização dos transportes, como a falta de alternativa para o biodiesel na tendência de eletrificação da frota e as metas de governos europeus para acabar com o diesel. "Isso vai inundar o mercado brasileiro de diesel", afirmou ele.

MME / ASCOM .