

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: Libra inicia produção em novembro, com quatro meses de atraso](#) 3

[Título: Governo fará reunião semanal sobre energia](#) 4

O Estado de S. Paulo

[Título: Venda da Eletrobrás deve render R\\$ 15 bi à União](#) 7

[Título: Agenda positiva começa com pré-sal](#) 9

Correio Braziliense

[Título: A agenda positiva começa com pré-sal](#) 17

Valor Econômico

[Título: Privatização da Eletrobras esbarra em energia que será descontratada](#) 26

[Título: Pedro Parente diz que Petrobras é credora da União na cessão onerosa](#) 29

Sumário

VEÍCULO: O Globo.....	3
Título: Libra inicia produção em novembro, com quatro meses de atraso	3
Título: Governo fará reunião semanal sobre energia	4
Título: Petrobras vai reduzir em 11% seu número de gerentes	5
Título: Na contramão do acordo	5
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo.....	7
Título: Venda da Eletrobrás deve render R\$ 15 bi à União	7
Título: Agenda positiva começa com pré-sal	9
Título: RenovaBio	10
Título: De volta aos eixos	12
Título: Notas	14
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	14
Título: Com atraso, maior reserva de petróleo do país deve produzir em novembro	14
Título: Consumo de gás sobe 23,3% com impulso da demanda termelétrica	16
VEÍCULO: Correio Braziliense.....	17
Título: A agenda positiva começa com pré-sal.....	17
VEÍCULO: Valor Econômico	18
Título: Aneel quer alterar editais de leilões de energia	18
Título: Contrato de partilha prevê que União fique com cerca de 12% do total produzido... 20	
Título: Potencial das áreas do pré-sal que serão licitadas atinge 4 bilhões de barris de óleo 22	
Título: Risco energético será monitorado semanalmente	23
Título: Pré-sal ou pré-sol?	24
Título: Privatização da Eletrobras esbarra em energia que será descontratada	26
Título: Pedro Parente diz que Petrobras é credora da União na cessão onerosa	29
Título: Total vai aportar R\$ 24 bi no Brasil entre 2013 e 2018	30
Título: YPF investirá US\$ 30 bi para explorar xisto na Argentina.....	31
Título: Mercado estima bom 3º tri para Usiminas.....	33

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia****Autor: Ramona Ordoñez****Título: Libra inicia produção em novembro, com quatro meses de atraso**

Parente diz que estatal tem recursos a receber da União em negociação

Com pelo menos quatro meses de atraso em relação ao último cronograma, o Campo de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos, inicia sua produção no próximo dia 15 de novembro, informou o gerente do Projeto de Libra, Orlando Ribeiro, após participar de palestra na Offshore Technology Conference (OTC) Brasil. O início da produção em Libra marca a primeira operação no regime de partilha e será feita por meio do navio-plataforma (FPSO) Pioneiro de Libra, que vai realizar os Testes de Longa Duração (TLD). A unidade foi afretada pela Petrobras ao consórcio formado por Odebrecht Óleo e Gás (OOG) e Teekay Offshore. O projeto sofreu atraso de sete meses na construção e, após chegar ao Brasil, enfrentou problemas que adiaram o início da operação. A expectativa em relação ao resultado dos testes em Libra é grande, considerando a elevada produtividade dos poços. A plataforma Pioneiro de Libra vai fazer testes em apenas um poço no qual se espera atingir até 50 mil barris por dia de produção, o que seria considerado um dos maiores níveis já registrados. Ribeiro informou que, até o dia 1º de dezembro, o consórcio que explora Libra deverá declarar a comercialidade de uma área do campo chamada Libra Noroeste.

Para essa área, o consórcio planeja instalar quatro plataformas com capacidade de produção de 180 mil barris por dia cada. A Petrobras solicitou redução do conteúdo local (waiver) para a plataforma Libra 1 com perdão das multas contratuais junto à Agência Nacional do Petróleo (ANP). A agência recentemente anunciou seu parecer concedendo, parcialmente, a redução de conteúdo local para alguns itens, mas não atendeu a todos os pedidos feitos pela petroleira. Também presente à OTC Brasil, o presidente da Petrobras, Pedro Parente, disse que a estatal tem recursos a receber na negociação com a União sobre a cessão onerosa. Na véspera, o secretário de Petróleo e Gás do **Ministério de Minas e Energia**, Márcio Félix, havia afirmado que isso não estava garantido. A discussão refere-se ao acerto de contas sobre os 5 bilhões de barris concedidos à estatal na capitalização, em 2010. Ficou acertado que, após a declaração de comercialidade das reservas, seria feita uma reavaliação. — Tem duas partes na mesa, mas não vejo, como Petrobras, a possibilidade de que a gente não seja credora — disse Parente. ()

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia****Autor: Manoel Ventura****Título: Governo fará reunião semanal sobre energia**

Setembro foi o mês com menor entrada de água nos reservatórios

Com o agravamento do cenário hídrico em todo o Brasil, a cúpula do setor elétrico do governo decidiu fazer reuniões semanais para “aprofundar” a análise das condições de fornecimento de energia. Em nota divulgada ontem, o Comitê de Monitoramento de Setor Elétrico (CMSE), que reúne as principais autoridades da área no país, informou que passará a se reunir toda semana — normalmente, esses encontros são mensais. O nível dos reservatórios das hidrelétricas está entre os mais baixos da história e pior que os registrados em 2001, quando houve o racionamento. O uso das usinas termelétricas garante o fornecimento de energia, mas a conta de luz fica mais cara. Anteontem, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aumentou a taxa extra cobrada pela bandeira vermelha no patamar 2 — que passou de R\$ 3,50 para R\$ 5 a cada cem kilowatts-hora.

CUSTO ELEVADO DE GERAÇÃO

“O CMSE destacou que está garantido o suprimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional, com previsão de manutenção do elevado custo associado à geração. Serão realizadas reuniões semanais de acompanhamento pelo Comitê”, informou a nota do **Ministério de Minas e Energia**. O colegiado garantiu que continuará monitorando, de forma permanente, as condições de abastecimento e o atendimento ao mercado de energia elétrica do país. Na reunião de ontem, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) confirmou que 2017 é “um dos piores anos” das barragens. Setembro foi o mês em que menos entrou água nos reservatórios na História. Considerando as regiões das bacias dos rios São Francisco, Tocantins, Paranaíba e Grande, “o ano de 2017 está sendo caracterizado como o pior do histórico de 1931 até hoje”, segundo a nota.

‘NEM TUDO É VIA BANDEIRA’

A região formada por essas quatro bacias é estratégica para o sistema elétrico nacional, uma vez que seus reservatórios representam 80% de toda a capacidade de regularização do parque hidrelétrico brasileiro. A decisão da Aneel de aumentar o valor da bandeira vermelha 2 foi tomada para cobrir o descompasso entre o montante arrecadado pelas distribuidoras e o dinheiro que precisa ser repassado para as geradoras termelétricas. Hoje, há um rombo

de R\$ 1,7 bilhão nessa conta, mas a expectativa das empresas é que ele poderia chegar a R\$ 6 bilhões até o fim do ano. Tiago Correia, diretor da Aneel, disse que nem todos os custos podem ser cobertos pela bandeira: — Não é tudo via bandeira. A bandeira visa a resolver uma parte. Uma parte pode ficar na tarifa do ano que vem. A gente não quer acertar tudo na bandeira, para não arrecadar mais que o que precisa.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Bruno Rosa

Título: Petrobras vai reduzir em 11% seu número de gerentes

Meta é gerar economia de R\$ 35 milhões por ano com projeto que será implementado em 2018

O Conselho de Administração da Petrobras aprovou ontem reestruturação nas áreas operacionais de Exploração e Produção e de Refino e Gás Natural da companhia. Haverá uma redução aproximada de 11% no número de funções gerenciais, gerando uma economia estimada em R\$ 35 milhões por ano, disse a Petrobras em nota. Com a implementação do projeto, ao longo de 2018, alguns funcionários poderão ser transferidos, de acordo com atribuições e processos das gerências relacionadas, de forma a atender às necessidades da companhia. “Não haverá demissões em função da reestruturação das áreas operacionais”, afirmou a estatal.

A iniciativa dá continuidade ao processo de reestruturação iniciado em junho do ano passado, quando foram reduzidos, aproximadamente, 40% dos cargos gerenciais em áreas administrativas. Segundo a estatal, a reformulação visa a adequar a estrutura e a gestão à visão estabelecida no Plano de Negócios e Gestão 2017-2021, dando mais competitividade à Petrobras. De acordo com a empresa, os objetivos são capturar ganhos com o fortalecimento da organização e com a implementação de estruturas mais enxutas e ágeis, preservando a confiabilidade operacional e a segurança.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Luiza Souto E Renato Grandelle

Título: Na contramão do acordo

Desmatamento e pecuária afastam o Brasil das metas de redução de gases de efeito estufa

A menos de duas semanas do início da Conferência do Clima (COP-23) em Bonn (Alemanha), um novo levantamento mostra como o Brasil está se afastando de cumprir suas metas ambientais. As emissões nacionais de gases de efeito estufa subiram 8,9% em 2016 em comparação ao ano anterior. Trata-se do nível de emissões mais alto desde 2008 e a maior elevação vista desde 2004. O país também se torna a única grande economia do mundo a aumentar a poluição sem crescimento do Produto Interno Bruto (PIB). Os dados fazem parte da nova edição do Sistema de Estimativas das Emissões de Gases de Efeito Estufa (Seeg), que será lançado hoje pelo Observatório do Clima. Os pesquisadores realizaram as medições a partir de uma métrica baseada no inventário oficial, divulgado pela última vez em 2010. A liberação de poluentes para a atmosfera está 70% acima das estimativas para 2020. Em 2015 e em 2016, a elevação acumulada das emissões foi de 12,3%, contra a queda de 7,4% no PIB. Hoje, o país é o sétimo maior poluidor do planeta. De acordo com a Seeg, 74% das emissões nacionais estão ligadas à atividade agropecuária e mudanças de uso da terra. O desmatamento da Amazônia, por sua vez, aumentou 27%. — Nos principais países, a trajetória das emissões está sempre associada à atividade econômica. O Brasil está em recessão e ainda assim poluímos mais — lamenta Carlos Rittl, secretário-executivo do Observatório do Clima.

— O desmatamento, ao contrário do que diz o presidente Michel Temer, está longe dos trilhos. Vimos uma redução das áreas protegidas, a ameaça a territórios indígenas e a redução de direitos de trabalhadores rurais. Coordenador do Seeg, Tasso Azevedo ressalta que o país assumiu o compromisso de reduzir a área desmatada na Amazônia a um perímetro inferior a 4 mil km². No ano passado, a região desmatada tinha cerca de 8 mil km². — A agropecuária, por sua vez, foi afetada pela crise econômica: como houve uma menor demanda por carne bovina, o abate de animais diminuiu; já o número de cabeças de corte passou de 190 milhões para 198 milhões em dois anos. Quanto mais bois e vacas, maior a emissão de metano, que é um gás altamente poluente — explica Tasso. — Ao mesmo tempo, o consumo de fertilizantes cresceu 20% em 2016. Já o setor de energia registrou quedas em suas emissões. Na geração de eletricidade, a liberação de poluentes foi reduzida em 30% no ano passado, principalmente devido à desaceleração da economia e à volta das chuvas que encheram os reservatórios. Devido à crise hídrica registrada em 2014, as usinas termelétricas movidas por combustíveis fósseis vinham ganhando espaço. Para Marcelo Cremer, analista do Instituto de Energia e Meio Ambiente (Iema), as emissões do setor energético crescerão quando a economia nacional ganhar fôlego.

— Para atender à demanda crescente, acredito que precisaremos acionar novamente as fontes ligadas aos combustíveis fósseis — analisa. — No entanto, a energia eólica está cada vez mais consolidada, já respondendo por 6% da matriz energética nacional, e há um potencial grande a ser explorado. Rittl

lembra que, após o Acordo de Paris, o mundo investiu maciçamente em energia limpa, deixando combustíveis fósseis em segundo plano. — A China fechou 30 termelétricas a carvão, a Índia abortou a construção de várias dessas instalações. Ainda assim, o petróleo continua tendo um peso grande em nosso comércio, é um item importante no portfólio de exportações do Brasil. E não podemos continuar com a política de extrair até a última gota, ou não obedeceremos as metas que firmamos no Acordo de Paris — diz Rittl, que considera que o Brasil chegará a Bonn com a “imagem arranhada”, quebrando sua tradição de levar boas notícias às conferências sobre o clima. Azevedo concorda que os dados podem levar os negociadores do país a transmitir mensagens contraditórias à comunidade internacional:

— Podemos falar, por exemplo, que temos a segunda maior cobertura florestal do planeta, mas ao mesmo tempo temos o maior desmatamento do mundo. Em junho, em resposta à devastação crescente da floresta brasileira, o governo norueguês reduziu repasses para o Fundo Amazônia, que investe cerca de R\$ 400 milhões por ano na proteção do bioma. — Com o uso das hidrelétricas, temos uma quantidade de energia renovável maior do que outros países, mas nosso consumo é maior do que a média internacional — observa Rittl. — Manifestamos nossa intenção em implementar uma política para resíduos sólidos, mas para isso precisamos recuperar os gases de efeito estufa, e ainda não tomamos esta medida. Não temos um papel pró-ativo no combate às mudanças climáticas como é desempenhado por outras nações em desenvolvimento, como China, Índia e México.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Adriana Fernandes e Anne Warth

Título: Venda da Eletrobrás deve render R\$ 15 bi à União

Governo refaz contas e dobra estimativa de quanto vai arrecadar com a privatização da estatal; negócio deve levantar um total de R\$ 35 bilhões.

O governo deve dobrar a previsão de arrecadação com a privatização da Eletrobrás no Orçamento de 2017. A estimativa de R\$ 7,7 bilhões que consta no projeto é considerada conservadora e deverá ser alterada para um valor mais próximo de R\$ 15 bilhões, segundo apurou o ‘Broadcast/Estadão’.

O valor é referente à parcela que o Tesouro Nacional vai receber da Eletrobrás pelo pagamento de bônus de outorga no processo de privatização da companhia, quando a energia das usinas da empresa, hoje entregue pelo custo, poderá ser vendida a preços de mercado.

A privatização poderá render entre R\$ 30 bilhões e R\$ 35 bilhões, segundo estimativas da área econômica, mas esse benefício será dividido entre Tesouro, Eletrobrás e os consumidores de energia, por meio de abatimentos futuros na conta de luz.

A mudança está em discussão entre os ministérios da Fazenda, **Minas e Energia**, Planejamento e a secretaria executiva do Programa de Parcerias de Investimento (PPI). **Fernando Coelho Filho**, que se licenciou do Ministério das Minas e Energia para reassumir seu mandato de deputado e votar a favor de Temer, disse ontem que a medida provisória irá à Casa Civil na semana que vem.

“Estamos correndo para fechar.” Ontem, depois da divulgação da notícia pelo Broadcast, as ações da Eletrobrás foram destaque de alta na Bolsa. Os papéis ON fecharam o dia com valorização de 3,45%. A MP que será publicada na próxima semana vai abrir caminho para a privatização e deve trazer soluções para passivos que se arrastam há anos e que poderiam reduzir o apetite dos investidores.

O Planalto aposta nessa MP para dar ânimo à economia depois da votação na Câmara que arquivou a segunda denúncia contra Michel Temer. Segundo fontes, a MP deve permitir um acerto de contas envolvendo a dívida da Eletrobrás com a Petrobrás. A União assumirá uma parte do débito, equivalente ao valor de R\$ 3,5 bilhões.

Esse pagamento será feito com o dinheiro do bônus de outorga. A medida pode elevar o valor de mercado da companhia. O arranjo será uma solução para a proposta prevista na Medida Provisória 706, sancionada no ano passado, que permitiu que a União fizesse um aporte de até R\$ 3,5 bilhões para a Eletrobrás atender regiões isoladas, majoritariamente no Norte do País, abastecidas por termoelétricas.

Até hoje, esse valor nunca foi aplicado. Esse dinheiro não cobrirá todo o rombo da Eletrobrás com a Petrobrás, que supera R\$ 10 bilhões. A dívida decorre do fornecimento, pela petroleira, de combustível usado pelas termoelétricas, que não foi pago pelas distribuidoras da companhia. O problema terá de ser resolvido pela própria Eletrobrás.

Velho Chico.

Após ser privatizada, a Eletrobrás terá de assumir alguns compromissos, como o projeto de revitalização do Rio São Francisco, que visa recuperar a capacidade de armazenamento dos reservatórios da região. O custo estimado é de R\$ 500

milhões anuais, mas o prazo para concluir o projeto pode subir de 10 para 30 anos.

Outro compromisso do qual o governo não abre mão é o compartilhamento dos benefícios da privatização e da descotização com os consumidores, por meio de abatimentos na conta de luz.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Lu Aiko Otta

Título: Agenda positiva começa com pré-sal

Para Moreira Franco, inscrição de 16 grupos para disputar o leilão de amanhã é 'clara demonstração' de retomada da confiança

Superada a tensão em torno da segunda denúncia contra o presidente Michel Temer e os ministros da Casa Civil, Eliseu Padilha, e da Secretaria- Geral, Moreira Franco, o governo aposta na agenda econômica para virar a página e criar um clima positivo. Amanhã, o governo realiza duas rodadas de leilão de áreas de exploração de óleo e gás no pré-sal e espera um ágio elevado.

Programado há bastante tempo, esse será o primeiro grande evento econômico após a votação na Câmara. "Todos os números que temos indicam uma trajetória de muito sucesso", disse Moreira Franco ao Estado. Para ele, a inscrição de 16 grupos econômicos para participar dos leilões é uma clara demonstração de volta da confiança no Brasil. "Se continuar assim, vamos cantar 'o campeão voltou' em pouco tempo", brincou.

"Vai bombar", afirmou o **ministro de Minas e Energia Fernando Coelho Filho**, sobre o resultado do leilão. Ele disse que espera um ágio elevado, mas não arriscou dizer de quanto. Diferentemente dos leilões de concessão, as áreas do pré-sal funcionarão num sistema de partilha e o critério de escolha dos vencedores é diferente. A disputa se dará na parcela a ser paga ao governo ao longo da exploração.

Além disso, há o bônus de assinatura fixado em R\$ 7,75 bilhões para as duas rodadas. Esse bônus é uma espécie de pedágio pago à União pelo direito de explorar e produzir petróleo e gás nas bacias brasileiras. "Nesse leilão estarão as maiores petroleiras do mundo e a afirmação de várias delas é de disposição de investimento no Brasil, independente do leilão", disse Moreira Franco.

Ele cita alguns dados que ouviu nas conversas e de anúncios das próprias petroleiras. A British Petroleum e a Shell disseram que pretendem quadruplicar

sua produção no Brasil na próxima década. A maior empresa do setor no mundo, a Exxon Mobil, estava fora do mercado brasileiro havia cinco anos, voltou no mês passado, na rodada de leilões de áreas no pós-sal, e está inscrita no leilão de amanhã.

A norueguesa Statoil anunciou recentemente um investimento de R\$ 1,2 bilhão na Bacia de Santos. Além disso, pretende comprar participação de empresas para produzir energia solar, numa demonstração de que os investimentos desses grupos têm um alcance mais amplo. A China estará presente com três grupos: Sinopec, CNOOC e CNPC. E a Petronas, da Malásia, vai estrear no País.

Os investimentos estimados para os campos do pré-sal leiloados amanhã chegam a R\$ 100 bilhões para o período de dez anos. Com os leilões previstos para 2018, a conta sobe para R\$ 260 bilhões. O Rio deverá ter um incremento de R\$ 25 bilhões em suas receitas. O dinheiro, estima o governo, permite elevar em um terço os investimentos em saúde ou em educação. Espera-se a geração de 500 mil empregos.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Opinião

Autor: Rodrigo C. A. Lima e Marcelo Moreira

Título: RenovaBio

Disponibilidade e previsibilidade são atributos essenciais para qualquer fonte de energia. Sem capacidade de geração segura, como ocorre em momentos de crise hídrica, e sem políticas que incentivem fontes renováveis e atraiam investimentos que permitam limpar a matriz energética, será improvável construir uma economia de baixo carbono no Brasil.

Em 2010 a matriz energética chegou a 45% de renováveis. Em 2014 essa fatia caiu para 39%, retomando 43% em 2016. A capacidade de expandir a oferta de energias renováveis, abrangendo biocombustíveis, biomassa, eólica, solar e outras além da energia hidrelétrica, terá impactos sobre qual modelo de desenvolvimento o Brasil terá nas próximas décadas.

As metas assumidas pelo Brasil no Acordo de Paris apontam para um crescimento expressivo das renováveis, visando a retomar a matriz limpa na casa dos 45%. É factível alcançar 18% somente de biocombustíveis e de 28% a 33% de renováveis além da hidreletricidade, até 2030, com as políticas e o mercado de energia atuais?

O caso dos biocombustíveis é um ótimo exemplo que ajuda a mostrar o comportamento ciclotímico das políticas dos últimos anos. Apesar dos

benefícios de redução de emissões de gases de efeito estufa (GEE), o etanol foi reiteradamente prejudicado por políticas erráticas que menosprezaram suas externalidades positivas diante dos combustíveis fósseis. É neste ambiente que surge o Programa RenovaBio, como um novo paradigma para o futuro das políticas energéticas.

O **Ministério de Minas e Energia** coordena suas negociações, que despontam como um horizonte previsível para fomentar novos investimentos e a retomada do crescimento dos biocombustíveis. A ideia que norteia a nova política é simples e segue o caminho adotado pelos países que decidiram estimular diferentes fontes de energias renováveis, diferenciando-as com base no seu conteúdo energético e emissões de GEE.

União Europeia, Estados Unidos e Chile são países que passaram a contabilizar os benefícios em termos de redução de carbono e a precificar os diferentes combustíveis tendo uma quantidade de carbono por energia gerada como base. A Califórnia é outro caso que merece menção.

A precificação do carbono nos combustíveis é uma agenda global que envolve atores do setor de biocombustíveis, mas também petroleiras, fundos de investimento, bancos, montadoras de carros e países que já compreenderam que o futuro da energia de transportes engloba, obrigatoriamente, biocombustíveis e outros renováveis, como as células a combustível movidas a etanol e os carros híbridos flex.

A meta para 2030 equivale a 50 bilhões de litros de etanol, e é inconcebível sem uma mudança política pragmática e de longo prazo. O RenovaBio poderá pautar o ritmo dos investimentos, da inovação e da capacidade do País em liderar globalmente essa agenda. A definição de qual futuro o Brasil quer seguir em sua matriz energética de transportes pode ser selada com este programa, que é passível de se transformar numa das maiores políticas de baixo carbono do mundo.

Escolher este caminho trará inúmeros benefícios ambientais, econômicos e sociais para o País. Além de impulsionar o etanol e o biodiesel, permitirá investir em novas tecnologias, com destaque para as novas gerações de biocombustíveis, incluindo os destinados à aviação, que começam a ser usados em voos comerciais misturados ao querosene fóssil.

Independentemente da fonte, a disponibilidade de energia é uma agenda estratégica para os países tanto quanto a segurança alimentar. Ambas integram os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Organização das Nações Unidas. Chegou a hora de olhar para o futuro e planejar verdadeiramente o desenvolvimento do Brasil.

SÃO, RESPECTIVAMENTE, DIRETOR-GERAL E PESQUISADOR SÊNIOR DA AGROICONE

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Espaço aberto

Autor: José Serra / Senador

Título: De volta aos eixos

Amanhã será realizado o primeiro leilão de campos do pré-sal sob a nova disciplina para o setor de petróleo, estabelecida no ano passado pela Lei 13.365, de minha autoria, que alterou o regime de partilha instituído na era petista, em 2010, o qual, por sua vez, acabara com o regime de concessões implementado pelo governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, em 1997. A nova legislação liberou a Petrobrás da obrigação bancar, no mínimo, 30% da exploração de todas as áreas do pré-sal.

Não obstante as eventuais boas intenções dos seus defensores, essa obrigação passou a representar, de fato, uma grande ameaça aos interesses do País, pois a empresa não tinha condições de mobilizar capital suficiente para arcar com os recursos necessários, ainda que contasse com parceiros nacionais e estrangeiros para cobrir os outros 70%. Para se ter uma ideia das dificuldades da Petrobrás no final da era petista basta lembrar que, apesar de a empresa ter-se tornado a petroleira mais endividada do mundo, a capacidade nacional de refino se elevou em apenas 17% entre 2006 e 2015, enquanto o consumo nacional se expandia em 50%.

Outro fator importante para ampliar o descalabro foi a política populista de controle de preços durante quase todo o período. Segundo estudo dos pesquisadores Almeida, Oliveira e Losekann, o prejuízo da Petrobrás entre 2011 e 2014, decorrente do arrocho, foi de R\$ 98 bilhões. Diante de uma Petrobrás combatida, os leilões do pré-sal foram sendo postergados – nenhuma licitação no Brasil foi feita nos três primeiros anos de vigência do regime de partilha –, atrasando de maneira crítica a exploração de óleo e gás, em contraste com o potencial de produção existente.

Somente em 2013 foi realizado o único leilão sob o regime de partilha, no campo de Libra. Apesar do tremendo potencial desse campo, nem sequer houve disputa e o resultado foi frustrante. Apenas um consórcio concorreu e, ainda assim, porque a Petrobrás, num esforço de última hora, aceitou ampliar sua participação para 40%, medida desesperada para manter os parceiros no projeto, salvar o leilão e esconder o erro representado pela alteração do regime de concessão do governo de Fernando Henrique Cardoso. Sob esse regime, adotado a partir da quebra do monopólio da Petrobrás, em 1997, a produção

nacional de petróleo passou de 900 mil barris/dia para 2 milhões de barris/dia em 2010 – um aumento de quase 120%.

Em contrapartida, sob o regime petista, desde 2010 até o presente a produção nacional cresceu apenas 35%, apesar da imensidão das reservas do pré-sal. Poderíamos estar produzindo muito mais, não fosse a desnecessária adoção do regime de partilha mais a imposição dos 30% de participação mínima da Petrobrás. Mas esse atraso não se traduziu apenas em perda de produção física. Mais grave, deixou-se passar o período de ápice histórico dos preços do petróleo – entre 2011 e 2015 –, em que o preço médio mensal do barril foi de US\$ 97, com pico de US\$ 125 em março de 2012. A média mensal desde janeiro de 2016 caiu para US\$ 47 o barril, com pico de US\$ 56 em setembro deste ano. Se as políticas da era petista não tivessem sido adotadas e provocado a virtual paralisação de leilões, os valores arrecadados em bônus de assinatura teriam sido muito maiores no período de 2011 a 2015.

Infelizmente, esse novo patamar de preços, mais baixo, não é uma flutuação de curto prazo, segundo a maioria dos analistas. A queda, ao que tudo indica, é estrutural e se dá por três fatores principais: expansão e barateamento de fontes alternativas aos combustíveis fósseis, com destaque para as energias eólica e solar; aumento da eficiência energética no consumo; e, principalmente, a radical redução dos custos de produção de óleo por fracionamento nos Estados Unidos e no Canadá. Essas tendências, em especial a expansão da produção de shale (xisto) por fracionamento, reduziu o poder da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) de controlar a produção e os preços.

Atualmente, mesmo com o relativo sucesso da política de redução de produção da Opep, o incremento nos preços foi modesto, não alcançando, no pico, nem 60% da média observada no quinquênio 2011-2015. Todas as evidências até aqui apontam para a redução contínua da fatia do petróleo na matriz energética mundial. Esse vetor impõe uma aceleração na exploração de reservas, pois a queda dos preços parece ser determinada por fatores permanentes. O petróleo não extraído hoje pode ficar mais barato no futuro. A preocupação com os efeitos da concentração de CO2 no clima tende a operar nessa direção, comprimindo adicionalmente o preço de longo prazo dos combustíveis fósseis.

Só mesmo o preconceito ideológico impede de enxergar que o pior destino para o pré-sal seria continuar indefinidamente enterrado. Mais ainda, há uma especificidade do pré-sal que recomenda ampliar o leque de investidores. No jargão da indústria, há dois tipos de custos críticos na produção do petróleo: os custos variáveis da extração e custo dos investimentos prévios à produção. Os custos variáveis de extração no Brasil têm sido extremamente favoráveis, até na comparação com os campos mais produtivos do Oriente Médio. Acontece que,

diferentemente do que ocorre nesses campos, a exploração no pré-sal requer investimento prévio muitíssimo maior.

O pré-sal deve ser explorado com inteligência, pragmatismo e tempestividade. Até pela ciclópica dimensão das jazidas, o único risco de perder essa riqueza é não explorá-la de acordo com o melhor interesse nacional. A retomada vigorosa dos investimentos no pré-sal permitida pela Lei 13.365 atenuará a crise fiscal, sobretudo no Estado do Rio de Janeiro, expandirá o emprego e enriquecerá mais o País. Vamos torcer para que o leilão de amanhã dê certo. Poderá ser um grande dia para o Brasil e para os brasileiros.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia / colunas

Autor: Aline Bronzati / Cynthia Decloedt / Fernanda Guimarães

Título: Notas

» Recorde.

O setor solar fotovoltaico brasileiro vai movimentar mais de R\$ 4,5 bilhões este ano, quando deve alcançar a marca histórica de 1 mil megawatts (MW) de projetos operacionais na matriz elétrica nacional. O aumento da capacidade instalada representa alta de mais de 11 vezes em relação aos cerca de 90 MW observados em janeiro deste ano. As projeções são da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), que espera ainda a criação de 20 mil novos empregos por conta da evolução do setor.

» Elite.

O crescimento deste ano colocará o Brasil no radar dos principais mercados solares fotovoltaicos do planeta e no grupo das 30 nações que mais investem nessa fonte de energia. Porém, 2017 também concentra a entrega de projetos contratados em leilões de 2014 e 2015 e novos desenvolvimentos do setor dependem de mais parques. A expectativa é que o leilão de energia nova, em dezembro, viabilize mais empreendimentos.

COM CIRCE BONATELLI E LUCIANA COLLET

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Mercado

Autor: Nicola Pamplona do Rio

Título: Com atraso, maior reserva de petróleo do país deve produzir em novembro

Com cerca de um ano de atraso, a Petrobras planeja para o próximo dia 15 o início da produção na área de Libra, a maior descoberta brasileira de petróleo. O projeto enfrentou problemas durante a etapa de construção da plataforma e após sua instalação.

A plataforma Pioneira de Libra, que fará testes na jazida, está instalada na área desde maio, mas uma falha em um equipamento postergou o início das operações, que já havia sido adiado uma vez pelo atraso de sete meses na construção da unidade.

Quando contratou a plataforma ao consórcio formado por Odebrecht Óleo e Gás (OOG) e Teekay, em 2014, a Petrobras estimava o início da produção para o quarto trimestre de 2016. Após os atrasos nas obras, prorrogou o prazo para julho de 2017.

Considerando a capacidade de produção de 50 mil barris por dia e o petróleo a US\$ 57 por barril, cada dia de atraso representa uma perda de receita de US\$ 2,85 milhões para o consórcio.

Parte desse petróleo pertence à União, por meio da PPSA (Pré-Sal Petróleo SA), que segundo o contrato tem direito a 41,65% da produção, após o desconto dos custos.

Licitada em 2013, Libra foi a primeira área do pré-sal concedida sob o modelo de partilha da produção, no qual o governo tem participação no consórcio. É operada pela Petrobras, em parceria com a britânica Shell, a francesa Total e as chinesas CNOOC e CNPC.

Questionada nesta quarta (25) sobre a possibilidade de aplicação de multa ao consórcio, a Petrobras informou que não comenta detalhes comerciais. Apesar do atraso, o diretor da OOG Jorge Mitidieri disse que o prazo de construção ficou dentro da média mundial.

A plataforma de Libra foi construída na China, com apenas 5% dos gastos direcionados a fornecedores brasileiros.

O consórcio enfrenta ainda atrasos na contratação da primeira plataforma definitiva para o campo, que terá capacidade para produzir 180 mil barris por dia. O processo foi iniciado em 2015 e cancelado, segundo a Petrobras, por preços acima do mercado internacional.

Um a nova concorrência foi aberta em 2016, prevendo a compra de bens e serviços no exterior, e está hoje suspensa por liminar obtida pelos estaleiros nacionais.

UNIÃO

A própria PPSA também encontra dificuldades para iniciar a venda do petróleo a que tem direito nas áreas da União hoje em produção. A estatal previa contratar uma empresa comercializadora em outubro, mas o prazo não foi cumprido.

Em entrevista nesta quarta, o diretor de Gestão de Contratos do Pré-Sal da PPSA, Hércules Ferreira da Silva, disse que a estatal planeja começar a vender o petróleo apenas no primeiro trimestre de 2018. A empresa chegou a negociar com a Petrobras a prestação do serviço, mas as conversas não avançaram.

Agora, está licitando a contratação de uma empresa especializada, mas a expectativa é que o processo só seja concluído no fim de 2018. Enquanto isso, negocia com o governo uma alternativa para a contratação direta do serviço.

O problema atrasa também a arrecadação do governo com a produção de outros campos, como Lula e Sapinhoá, os dois maiores do país, que têm parte de suas jazidas em áreas ainda não contratadas.

Em seu balanço de 2016, a PPSA disse que, até o fim do ano passado, já tinha direito a um volume acumulado de petróleo de 11,6 milhões de barris.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo

Seção: Mercado

Autor:

Título: Consumo de gás sobe 23,3% com impulso da demanda termelétrica

O consumo brasileiro de gás natural cresceu em agosto 23,3 por cento ante o mesmo período do ano passado e subiu 10,8 por cento ante julho, devido principalmente à demanda de usinas térmicas, informou nesta quarta-feira a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás).

O consumo total de gás no oitavo mês do ano somou 76,46 milhões de metros cúbicos por dia, segundo os dados recebidos com exclusividade pela Reuters.

Os volumes foram impulsionados por uma seca, que estimulou o acionamento de usinas termelétricas a gás, segundo explicou em nota o presidente executivo da Abegás, Augusto Salomon.

"Com o nível dos reservatórios em baixa, a demanda por geração termelétrica no país aumentou 94 por cento na comparação com agosto de 2016", disse Salomon, na nota. Na comparação com julho, o avanço foi de 18,93 por cento.

Em agosto, o consumo para a geração elétrica somou 35,531 milhões de metros cúbicos por dia.

O presidente também destacou o aumento da demanda industrial, que subiu 5,4 por cento em comparação a agosto de 2016 e cresceu 2,8 por cento frente ao desempenho de julho.

O consumo industrial em agosto somou 28,308 milhões de metros cúbicos por dia.

"A retomada da indústria vem se confirmando pela alta do consumo de gás natural nos últimos meses", disse Salomon, defendendo que o gás é a fonte energética que mais tem potencial para ajudar o país na retomada do crescimento.

Para Salomon, o Brasil precisa aproveitar a oportunidade das discussões setoriais em andamento no âmbito federal para implementar políticas que de fato estimulem a demanda, removam os entraves que atrapalham a competitividade e tragam benefícios efetivos para o consumidor.

Os dados constam no levantamento estatístico da Abegás, realizado com concessionárias em 20 Estados, reunindo dados de segmentos como residencial, comercial e automotivo.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Política

Autor:

Título: A agenda positiva começa com pré-sal

Superada a tensão em torno da segunda denúncia contra o presidente Michel Temer e os ministros da Casa Civil, Eliseu Padilha, e da Secretaria-Geral, Moreira Franco, o governo aposta na agenda econômica para virar a página e criar um clima positivo. Amanhã, o governo realizará duas rodadas de leilão de áreas de exploração de óleo e gás no pré-sal e espera um ágio elevado. Programado há bastante tempo, esse será o primeiro grande evento econômico após a votação na Câmara.

"Todos os números que temos indicam uma trajetória de muito sucesso", disse Moreira Franco. Para ele, a inscrição de 16 grupos econômicos para participar

dos leilões é uma clara demonstração de volta da confiança no Brasil. “Se continuar assim, vamos cantar ‘o campeão voltou’ em pouco tempo”, brincou.

“Vai bombar”, afirmou o **ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho**, sobre o resultado do leilão. Ele disse que espera um ágio elevado, mas não arriscou dizer de quanto. Diferentemente dos leilões de concessão, as áreas do pré-sal funcionarão num sistema de partilha e o critério de escolha dos vencedores é diferente. A disputa se dará na parcela a ser paga ao governo ao longo da exploração. Além disso, há o bônus de assinatura fixado em R\$ 7,75 bilhões para as duas rodadas. Esse bônus é uma espécie de pedágio pago à União pelo direito de explorar e produzir petróleo e gás nas bacias brasileiras.

“Nesse leilão estarão as maiores petroleiras do mundo e a afirmação de várias delas é de disposição de investimento no Brasil, independentemente do leilão”, disse Moreira Franco. Ele cita alguns dados que ouviu nas conversas e de anúncios das próprias petroleiras. A British Petroleum e a Shell disseram que pretendem quadruplicar sua produção no Brasil na próxima década. A maior empresa do setor no mundo, a Exxon Mobil, estava fora do mercado brasileiro havia cinco anos, voltou no mês passado, na rodada de leilões de áreas no pós-sal, e está inscrita no leilão de sexta-feira, 27.

A norueguesa Statoil anunciou recentemente um investimento de R\$ 1,2 bilhão na Bacia de Santos. Além disso, pretende comprar participação de empresas para produzir energia solar, numa demonstração de que os investimentos desses grupos têm um alcance mais amplo. A China estará presente com três grupos: Sinopec, CNOOC e CNPC. E a Petronas, da Malásia, vai estrear.

Os investimentos estimados para os campos do pré-sal que serão leiloados chegam a R\$ 100 bilhões para o período de dez anos. Com os leilões previstos para 2018, a conta sobe para R\$ 260 bilhões. O Rio deverá ter um incremento de R\$ 25 bilhões em suas receitas. O dinheiro, estima o governo, permite elevar em um terço os investimentos em saúde ou em educação. Espera-se a geração de 500 mil empregos.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rodrigo Polito e Camila Maia | Do Rio e de São Paulo

Título: Aneel quer alterar editais de leilões de energia

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) está propondo mudanças nos editais dos dois próximos leilões de energia (A-4 e A-6), que serão realizados em dezembro e negociarão contratos com início de suprimento em 2021 e 2023, respectivamente. As alterações, que estão em consulta pública até 5 de

novembro, visam reduzir o risco de empresas consideradas "aventureiras" - sem condições técnicas e financeiras para implantar seus empreendimentos - saiam vencedoras.

A ideia de aumentar o rigor com relação aos investidores nos leilões surgiu após experiências negativas, no passado, com o grupo Bertin e, mais recentemente, com o grupo Bolognesi. Ambos arremataram contratos que demandavam a construção de volumes expressivos de capacidade instalada, mas não conseguiram entregar seus projetos no prazo.

O Bertin está impedido de participar de novas contratações no setor pelos próximos dois anos. E o Bolognesi ainda discute com a autarquia a transferência da titularidade e a postergação de marcos contratuais de seus projetos.

Para evitar esses problemas, a Aneel incluiu, nos editais dos leilões de dezembro, marcos adicionais nos cronogramas a serem cumpridos pelos investidores. O primeiro é a comprovação de condições de aporte de capital, ou de financiamento, para a implantação da usina. O outro é a comprovação da contratação do fornecimento das turbinas e, no caso de parques solares, inversores.

Além disso, a Aneel vai exigir um histórico de bons antecedentes do empreendedor. Não será habilitado pela agência o investidor que tiver sido alvo de alguma penalidade transitada em julgado pela autarquia, relacionada a atrasos na construção de usinas nos últimos 36 meses anteriores à publicação do edital.

As mudanças propostas pela Aneel foram bem recebidas pelo governo e pelo mercado. "A EPE apoia e congratula a iniciativa da Aneel. Os requisitos devem prevenir que agentes com histórico de desempenho ruim assinem novos contratos, mitigando a participação daqueles que não apresentem condições de implantar os projetos", afirmou o presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Luiz Augusto Barroso.

Para a diretora-executiva da consultoria Thymos Energia, Thais Prandini, "a mudança é o primeiro passo para a gente chegar lá, uma primeira barreira. Claro que as primeiras atitudes tomadas não vão resolver tudo, mas estamos melhorando os critérios de preparação dos projetos para os leilões".

Segundo ela, no caso dos projetos de termelétricas da Bolognesi, como os problemas não foram relacionados a financiamento e câmbio, as mudanças em implementação agora talvez não fossem suficientes para impedir que o caso ocorresse. "Mas evitaríamos casos de usinas solares menores e desestruturadas e investidores amadores".

Carlo Zorzoli, principal executivo no Brasil da empresa italiana Enel, maior geradora de energia solar do país, com 703 megawatts (MW) em operação e 103 MW em implantação, considera as mudanças no edital um avanço, mas que não suficientes para eliminar a possibilidade participação de empresas que, por exemplo, negociaram o cancelamento de seus projetos atrasados no leilão de desconstrução realizado este ano.

"Mina um pouco a credibilidade do sistema permitir que eles [investidores que desconstruíram projetos] participem do leilão de dezembro, ou de qualquer outro leilão por um par de anos", disse Zorzoli. "Isso seria como permitir uma troca de um PPA [contrato de longo prazo de energia] com preço provavelmente menor por um PPA provavelmente com um preço maior, com dano para os investidores sérios que cumpriram [seus contratos] e para o cliente regulado, que antes tinha um custo de energia mais barato e agora terá um custo maior."

Segundo Lucas Araripe, diretor de novos negócios da Casa dos Ventos, uma alteração no edital que precisa ser muito bem analisada pelos investidores é a redução do prazo de ajustes na geração dos parques eólicos. Esse prazo atualmente é de quatro anos, e agora será anual.

"Com a figura do quadriênio, a medição era quase linear, você conseguia absorver a variabilidade da geração entre um período e outro na média dos quatro anos", disse o executivo. "Com a aferição anual, há um risco maior de que a geração varie de um ano para outro e o gerador sofra penalidades, mesmo que compense com a geração no ano seguinte", disse Araripe. Segundo ele, esse fator pode ampliar o risco para os investidores e, consequentemente, elevar o preço da energia nos leilões.

Eduardo Borges, sócio especialista em energia da Cypress, consultoria de fusões e aquisições, diz que os editais deveriam permitir a negociação de contratos em moeda estrangeira, para que os investidores pudessem acessar linhas de financiamento no exterior.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

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

Título: Contrato de partilha prevê que União fique com cerca de 12% do total produzido

O presidente da Pré-Sal Petróleo (PPSA), Ibsen Flores Lima, disse que a empresa já tem pronto o contrato de partilha de produção que as empresas que comprarem áreas no pré-sal terão que assinar. Os contratos obrigam que as companhias informem sobre a avaliação técnicas e econômicas e de custos dos

projetos, além da governança dos contratos. Assim como no campo de Libra, as empresas terão que entregar ao governo cerca de 12% do total de petróleo produzido, já deduzidos os custos.

Os contratos de partilha de produção preveem que para cada barril produzido 40% sejam entregues ao governo. Esse valor incide sobre a produção líquida, após dedução da parcela de 50% que os investidores reembolsam nos dois primeiros anos (reduzida para 30% a partir do segundo ano) e os 15% de royalties. Dos 35% restantes, são retirados os 40% destinados à União.

A PPSA será responsável pela comercialização do petróleo da União em todos os campos do pré-sal leiloados pelo sistema de partilha de produção. Mas a empresa ainda não conseguiu contratar a comercializadora que fará venderá o petróleo que for entregue. Lima explicou que a tentativa de contratar diretamente a Petrobras não foi adiante, porque a estatal não aceitou as cláusulas exigidas pela PPSA, que precisa monitorar todo o processo de venda do óleo, incluindo o preço final de venda.

O presidente da estatal disse que vai negociar com o Ministério de Minas e Energia uma forma legal para que a companhia possa comercializar o petróleo do pré-sal no curto prazo. " Os prazos para uma licitação como essa são longos", disse Lima, prevendo prazo de um a dois anos para concluir o processo. Ele explicou que as estatais precisam criar um novo regulamento com os procedimentos legais que vão reger o contrato com a comercializadora.

O diretor de gestão de contratos da PPSA, Hércules Ferreira, acrescentou que o atraso na contratação do comercializador não prejudica a União, já que a primeira carga do petróleo esperada, oriunda da produção de Libra e demais campos que já passaram por processo de unitização, está prevista apenas para o primeiro trimestre de 2018.

Inicialmente prevista para o terceiro trimestre, a produção de Libra deve ter início apenas em novembro, já que houve um acidente durante a instalação dos equipamentos submarinos que vão conectar os poços produtores à plataforma. Libra é operado pela Petrobras, tendo como sócios Total, Shell e as chinesas China National Offshore Oil Corporation e China National Petroleum Corporation.

A previsão de Lima é que a empresa receba sua parte até quatro meses depois do início da produção do campo - perto de fevereiro -, já que o óleo será armazenado até encher atingir a capacidade de armazenamento da plataforma.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Brasil****Autor: André Ramalho, Rodrigo Polito e Cláudia Schüffner | Do Rio****Título: Potencial das áreas do pré-sal que serão licitadas atinge 4 bilhões de barris de óleo**

As áreas a serem ofertadas amanhã, na 3ª rodada do regime de partilha, têm potencial de pelo menos 4 bilhões de barris de recursos recuperáveis, segundo estimativas da consultoria IHS Markit. Os volumes equivalem a cerca de um terço das reservas provadas de petróleo no Brasil, de 12 bilhões de barris.

A previsão da IHS Markit é que cada uma das áreas ofertadas tenha ao menos 1 bilhão de barris recuperáveis. O leilão ofertará Peroba, Pau Brasil e Alto de Cabo Frio Oeste, localizados na Bacia de Santos, e Alto de Cabo Frio Central, nas bacias de Campos e Santos.

Ricardo Bedegral, chefe da IHS Markit para a América Latina, destaca que o calendário plurianual de licitações instituído pelo governo é essencial para manter a produção brasileira em patamares elevados a partir de 2030.

A estimativa da IHS é que os ativos arrematados nas 13ª e 14ª rodadas de blocos exploratórios e nos leilões previstos até 2019, adicionem 2,5 milhões de barris diários de petróleo à produção brasileira a partir de 2030.

"Esse volume vai ser importante para permitir que a produção do Brasil não recue a partir de 2030", disse o consultor, durante a Offshore Technology Conference (OTC) Brasil. Segundo as projeções da IHS, a produção brasileira pode chegar a quase 6 milhões de barris/dia em 2040.

Bedegral disse esperar ágios nas ofertas dos dois leilões de amanhã: a 2ª e 3ª rodadas do pré-sal. Para a área unitizável (áreas adjacentes a campos ou prospectos, cujos reservatórios se estendem para além da área concedida) de Norte de Carcará, o ativo considerado mais atrativo da 2ª rodada, o consultor espera que o percentual de excedente óleo oferecido à União atinja "pelo menos 40%", ou seja, quase o dobro do percentual previsto no edital.

Segundo Bedegral, os leilões devem marcar novamente a presença forte da gigante americana ExxonMobil, principal investidor presente na 14ª rodada da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), realizada no mês passado. "A Exxon vem forte novamente. É a oportunidade deles estarem no Brasil. É o momento da Exxon", afirmou o consultor, que também vê a BP e a Total com interesse pelos ativos.

Com relação aos quatro leilões previstos para 2020 e 2021, sendo um convencional e um de pré-sal por ano, a superintendente de definição de blocos da ANP, Eliane Petersohn, afirmou que as áreas a serem ofertadas ainda dependem da orientação do governo. "Temos muitas ideias. Temos vários tipos de áreas para serem colocadas em oferta, depende muito das premissas, de qual orientação que vamos receber para fazer a seleção das áreas."

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Rafael Bitencourt | De Brasília

Título: Risco energético será monitorado semanalmente

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) informou que se reunirá semanalmente para acompanhar o cenário hidrológico desfavorável que tem dificultado a recuperação do nível dos reservatórios de água das grandes usinas. Segundo o colegiado, que se reuniu ontem, já está agendada próxima semana a reunião ordinária referente ao mês de novembro, ocasião em que as condições de atendimento serão reavaliadas.

Em nota oficial, o comitê ressaltou que "mantem-se o cenário apresentado na reunião anterior de anomalias negativas de precipitação na região central do Brasil". Essa referência é feita à área de abrangência das bacias hidrográficas de "maior relevância" (Sudeste/Centro-Oeste) para a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

"A transição para o período úmido [chuvoso] permanece atrasada em relação ao histórico", informou o comunicado. Além de não poder contribuir de maneira expressiva com a oferta de energia, a região Sudeste/Centro-Oeste responde por uma perspectiva de aumento de demanda por energia elétrica, com o registro "um pouco acima do previsto" até final do ano 2017.

O Operador Nacional do Sistema (ONS) destacou que "o ano de 2017 configura-se como um dos piores anos do histórico e o mês de setembro verificou-se como o pior do histórico, em termos de energias naturais afluentes nas principais bacias hidrográficas de interesse para a geração hidrelétrica do SIN".

Apesar do cenário das dificuldades enfrentadas pelo setor elétrico, o CMSE destacou que "está garantido o suprimento eletroenergético do sistema, com previsão de manutenção do elevado custo associado à geração".

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção:** Opinião**Autor:** Roberto D'Araujo**Título:** Pré-sal ou pré-sol?

Alguns leitores irão considerar as comparações que vou fazer um tanto exageradas. A intenção é essa mesmo, porque, em matéria de mudanças tecnológicas, o paradigma tem sido a surpresa. O que era um exagero ontem, hoje é realidade.

A descoberta do pré-sal foi uma conquista da Petrobras e significa um benefício para a economia brasileira. Uma área de aproximadamente 150 km quadrados da costa brasileira pode produzir quase 1 milhão de barris de petróleo por dia. Isso significa 44 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep) por ano, uma unidade bastante conhecida das áreas de planejamento energético.

Evidentemente, a produção do pré-sal não é para ser usada para a produção de eletricidade, mas, vamos cometer esse abuso apenas para poder ter uma vaga ideia do tema que proponho. Esses 44 milhões de tep, assumindo a eficiência de 39%, equivale a 204 TWh/ano, uma quantidade fantástica de eletricidade, pouco menos da metade do nosso consumo anual.

Apesar dessa vantagem, o futuro que nos espreita não parece ser o do petróleo, mas sim o do kWh. As grandes indústrias automobilísticas já acenam com a entrada do carro elétrico, cuja eficiência energética é muito superior à do motor a combustão. Na outra ponta, surgem as placas fotovoltaicas, que a partir da luz solar são capazes de gerar eletricidade, uma verdadeira "estreia" tecnológica dado o domínio da velha energia cinética nessa conversão (turbinas hidráulicas e térmicas). Ainda na infância técnica, seus números já surpreendem.

Apesar do título do artigo, não se está propondo cobrir a costa marítima com placas solares. A intenção é apenas fazer uma reflexão sobre o que significa uma área equivalente à do pré-sal. Os valores usados nos projetos fotovoltaicos no Brasil oscilam entre 0,7 kWh/dia e 1,5 kWh/dia para cada metro quadrado. No valor mais baixo, 150 km² equivalem a 37,8 TWh/ano, quase 20% da energia associada ao pré-sal.

O número já é impressionante, mas considerando que a produtividade das fotovoltaicas é crescente, ninguém deve se surpreender com valores ainda maiores no futuro. Para um indicador ainda mais espantoso, basta considerar que toda a carga brasileira seria produzida por 2142 km quadrados, 10 % da área do Estado de Sergipe! Quem estiver desconfiado e quiser conferir esse curioso dado para os Estados Unidos, basta procurar por "Elon Musk Debuts the

Tesla Powerwall" no Youtube para assistir o presidente da Tesla constatar que bastariam 27 mil km quadrados, 10% do Estado do Colorado para atender toda a carga americana!

Mas, então, qual é o problema dessa novidade tecnológica? Estamos perante uma guinada espetacular nas fontes primárias de energia? Finalmente teremos uma fonte de energia elétrica que brilha quase todos os dias e não depende de energia cinética de turbinas?

Além do risco de racionamento, as tarifas brasileiras estão incrível e inexplicavelmente altas

Claro que é preciso reconhecer que esse avanço também traz grandes desafios. Depende do sistema existente e de como ele vai "perceber" a entrada dessa produção de eletricidade. Se essa geração for distribuída, quando o sol nasce, para o grande sistema, ela vai produzir uma demanda que vai se reduzindo lentamente.

Para visualizar, pensem na silhueta de um animal. Atualmente, num dia típico, a curva que mostra a evolução média do nosso consumo total parece uma "silhueta de camelo" com duas corcovas. Um aumento pela manhã, uma redução na hora do almoço e um novo aumento à tarde. Essa curva vai mudar para a "silhueta de um pato", pois vai ocorrer a redução da necessidade de energia do sistema durante o dia e, obviamente, um retorno à noite.

O problema surge no pôr-do-sol, quando a carga volta a subir numa rampa íngreme. Para qualquer sistema, essas variações súbitas de carga são um problema. Mas, para os de base térmica, o desafio é bem maior, pois usinas térmicas não "gostam" muito de alterar sua geração em curto espaço de tempo. Esses países estão angustiados até com geração solar em excesso, pois não dá para ficar desligando e ligando térmicas. Já se cogita uma limitação da energia solar de tal modo a evitar o vale profundo da carga nas "costas do pato". Essa energia extra seria jogada fora? Claro que não e, por esse motivo, já há uma corrida tecnológica para viabilizar baterias.

E o Brasil? O nosso sistema é muito diferente dos outros, pois, além de ser predominantemente hidrelétrico, dispõe de grandes reservatórios capazes de guardar a carga de cinco meses de consumo. Outra vantagem é que usinas hidrelétricas são como "torneiras", próprias para suportar variações rápidas de carga. Por enquanto, a nossa lógica predominante é controlar esse estoque com complementação térmica. Com a entrada da geração eólica, que já tem uma capacidade de 12 GW, já temos um novo personagem para ajudar a controlar essa grande caixa d'água.

Aqui, lentamente e atrasado, o sol vai entrar na equação. Além do risco de racionamento, as tarifas brasileiras estão incrível e inexplicavelmente altas. Ao contrário do que afirmam alguns especialistas, nossa lógica continuará a ser a de controle de um "estoque". A energia que os telhados vão possibilitar deixar de consumir do sistema durante o dia pode ter dois efeitos: uma redução da geração térmica complementar ou um aumento do estoque de água nos reservatórios. Ambas decorrências também podem ocorrer, mas isso é exatamente uma estratégia global do sistema que precisa ser estudada.

Por isso é tão incompreensível que, justamente agora, o Brasil esteja a ponto de privatizar a Eletrobras. Será que esquecemos que essa empresa é a criadora do Cepel (Centro de Pesquisas em Energia Elétrica), o único centro de pesquisa do assunto no país? Além das pesquisas em energia solar, o Cepel é o criador do modelo matemático que faz a coordenação das fontes de energia nesse nosso singular sistema, justamente o que necessitamos! Ao contrário do que parece que irá acontecer, ele precisaria ser urgentemente fortalecido. A privatização da nossa empresa estratégica, com ínfimos efeitos fiscais, parece nos levar na direção oposta.

Lamentavelmente, o Brasil, ocupando uma geografia tão ensolarada, está correndo o risco de uma vergonha planetária.

Roberto Pereira D'Araujo é diretor do Instituto de Desenvolvimento Estratégico do Setor Energético (Ilumina).

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia | De São Paulo

Título: Privatização da Eletrobras esbarra em energia que será descontratada

A definição da modelagem da privatização da Eletrobras está na "reta final" no governo, apurou o **Valor**. Na parte técnica, as conversas estão concentradas em como será o ritmo do processo de "descotização" da energia contratada nesse regime pela estatal. Nos bastidores, há uma queda de braço sobre a forma em que essa energia fora das cotas (que representa um terço da potência total da companhia) será oferecida aos investidores que entrarem no capital social da empresa. A ideia original do **Ministério de Minas e Energia (MME)** era transformar essas usinas em produtoras independentes - isto é, totalmente descontratadas. No entanto, uma ala do governo defende o estabelecimento de um "pré-contrato" para essa energia.

Cerca de 14 gigawatts (GW), ou um terço da potência instalada da Eletrobras, está alocada no regime de cotas de garantia física e potência, que foi criado pela

presidente Dilma Rousseff em 2012, com o objetivo de promover a modicidade tarifária. As hidrelétricas já amortizadas tiveram a renovação das suas concessões antecipadas, e passaram a receber uma receita apenas para operação e manutenção dos ativos. O problema é que a receita, hoje próxima de R\$ 40 por megawatt-hora (MWh), não é suficiente para cobrir esses custos e provoca prejuízos à estatal.

A intenção do governo é fazer a "descotização" (descontratação dessa energia alocada em cotas) de forma simultânea à privatização, que será alcançada por meio de um aumento de capital, no qual a União terá sua participação na companhia diluída.

Após privatizada e com o fim das cotas, a Eletrobras passará a gerir os 14 GW de energia como produtora independente, em troca do pagamento de outorga ainda a ser definida. O problema é que não há previsibilidade de fluxo de caixa para a companhia sem a garantia de contratos, o que é visto por algumas alas do governo como um fator que vai pressionar o preço das ações na capitalização.

Investidores podem ter receio de entrar na companhia e pagar a outorga sem a garantia de uma receita mínima com a venda desse grande volume de energia.

Uma alternativa defendida por essas alas do governo seria acabar com as cotas e já garantir um pré-contrato para a energia. As equipes técnicas do Ministério de Minas e Energia (MME), no entanto, são contrárias a isso, pois passaria uma mensagem contraditória. Na prática, seria como criar novas cotas e deixar a energia mais cara.

Uma fonte da equipe econômica também garantiu que a privatização está totalmente atrelada ao fim das cotas, sem chance de recontratação imediata ou pré-contrato. O **Valor** apurou, porém, que isso não é consenso.

No caso do estabelecimento de um pré-contrato para a energia retirada das cotas, o benefício direto ao consumidor seria em relação à alocação do risco hidrológico (medido pelo fator GSF, na sigla em inglês). No regime de cotas, o GSF é pago pelo consumidor. Em julho, o governo estimava que esse custo era da ordem de R\$ 1 bilhão ao mês, e o déficit hídrico cresceu consideravelmente desde então. Nos novos contratos, o GSF ficaria com o gerador.

A saída defendida pelas áreas técnicas do MME envolve marcar com antecedência leilões de energia existente, que poderiam ser casados com o cronograma de fim das cotas. A proposta é que seja feita gradativamente, dentro de três a cinco anos.

Hoje, esses 14 GW que a Eletrobras administra em cotas estão alocados nas distribuidoras de energia. Com o fim dos contratos, as distribuidoras terão necessidade de recompor essa energia para não ficarem expostas ao mercado de curto prazo. O governo, nesse cenário, marcaria com antecipação alguns leilões de longo prazo para energia existente, no qual as distribuidoras poderiam recontratar a energia, mas em um processo competitivo e a preços de mercado. Nesse caso, o GSF também fica com o gerador.

A ideia é dar à Eletrobras, como empresa privada, a gestão desse portfólio de energia, assumindo os riscos do negócio, sem fluxo de caixa garantido no longo prazo como é hoje. Caberá a companhia decidir se quer ou não participar desses leilões de energia existente ou vender a energia no mercado livre, em contratos de prazo mais curto. Essa discussão é vista como fundamental para o desenho da privatização da companhia e também da reforma de todo o setor elétrico brasileiro.

A vantagem para o governo, no caso do fim das cotas com pré-contratos garantidos, seria a Eletrobras arrecadar, no aumento de capital, um montante suficiente para pagar a outorga dessa energia e voltar a investir sem diluir tanto a fatia da União em seu capital social.

Em evento ontem em São Paulo, o presidente da Eletrobras, Wilson Ferreira Junior, explicou que a expectativa de futuros investimentos pela companhia deverá constar no Plano de Negócios para o período de 2018 a 2022, que está em discussão na diretoria e no conselho de administração da estatal.

A expectativa é que o plano saia entre novembro e dezembro, já incorporando o cenário com o fim das cotas e o uso dos recursos que serão obtidos com o aumento de capital da companhia. A modelagem da operação, segundo ele, sairá no início de novembro.

Considerando que há necessidade de atrair novos investidores para a companhia no aumento de capital, Ferreira indicou que a prioridade dos recursos será dada aos novos investimentos, para que a Eletrobras tenha perspectiva de retomar o crescimento.

Já a questão do endividamento deve ser equacionada com a venda de participações. "Vamos ter uma companhia equilibrada do ponto de vista financeiro, para olhar oportunidades no Brasil, como novos projetos de transmissão e geração. A companhia poderá liderar esse movimento sem ser 'passageira' de ninguém, como uma empresa privada", afirmou Ferreira.

(Colaborou Fabio Graner, de Brasília)

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Empresas****Autor: Rodrigo Polito, André Ramalho e Cláudia Schüffner | Do Rio****Título: Pedro Parente diz que Petrobras é credora da União na cessão onerosa**

Um dia após o governo ter sinalizado que não está definido quem tem a pagar e quem tem a receber na negociação com a Petrobras sobre o contrato da cessão onerosa, o presidente da estatal, Pedro Parente, fez questão de marcar posição ontem no sentido de que a companhia será credora no processo, embora as conversas com o ministério de Minas e Energia ainda estejam no início.

"Estamos começando as conversas com o governo e a nossa posição, é muito importante registrar, é que nós teremos direito de receber dinheiro de volta do governo [...] Ainda precisamos ver o número final com o governo, mas, como presidente da Petrobras, é importante fazer a posição de que, de acordo com nosso entendimento, não vemos nenhuma chance de não sermos credores nessa negociação", afirmou Parente, durante almoço-palestra, na Offshore Technology Conference (OTC) Brasil, no Rio.

"É uma negociação. Ela tem duas partes na mesa. Mas, eu não vejo, como Petrobras, a possibilidade que a gente não seja credor", completou em seguida o executivo, a jornalistas.

O secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis do Ministério de Minas e Energia, Márcio Félix, que estava presente na plateia, havia dito na terça-feira que ainda não há um "ponto pacífico" sobre quem é a parte credora na negociação.

Durante sua apresentação, Parente contou ainda que a Petrobras deve revisar "no curto prazo" o atual plano de negócios da empresa, que prevê investimentos de US\$ 74,1 bilhões, entre 2017 e 2021, com foco na exploração e produção no pré-sal.

Com relação à produção de petróleo da companhia, Parente afirmou que a empresa atingirá a meta de produção de óleo nacional este ano, de 2,07 milhões de barris diários. Ele lembrou que será o terceiro ano consecutivo em que a meta de produção da petroleira é alcançada.

Sobre os dois leilões do pré-sal marcados para amanhã, o presidente da estatal disse que as rodadas serão importantes para mostrar como estava correta a decisão do governo de acabar com a operação única da estatal no pré-sal.

"Na sexta-feira [amanhã] vocês vão ver como estava certo o governo. Porque a Petrobras não teria condições de desenvolver as áreas sozinha", afirmou.

Ao todo, serão ofertadas oito áreas, das quais a Petrobras exerceu o direito de preferência por três: Sul de Sapinhoá, Peroba e Alto de Cabo Frio Central.

A Petrobras também prevê que o primeiro óleo do campo de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos, seja extraído em 15 de novembro, segundo o gerente-geral de Serviços e Operações Especializadas de Libra, Orlando Ribeiro. A produção será feita pelo FPSO (plataforma flutuante de produção) Pioneiro de Libra, em Teste de Longa Duração (TLD) do campo. A unidade terá capacidade de produção de 50 mil barris diários de petróleo.

O início da produção em Libra, uma das maiores jazidas petrolíferas do Brasil, estava prevista para julho, mas atrasou devido a problemas técnicos na instalação da unidade.

O gerente também afirmou que o consórcio de Libra prevê declarar a comercialidade da parte Noroeste da área até 1º de dezembro. No local, estão previstas quatro plataformas, com capacidade de 180 mil barris diários de petróleo.

A Petrobras é operadora de Libra, com 40% de participação. Os demais sócios são a francesa Total (20%), a anglo-holandesa Shell (20%) e as chinesas CNPC (10%) e CNOOC (10%).

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

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

Título: Total vai aportar R\$ 24 bi no Brasil entre 2013 e 2018

A petroleira francesa Total estima completar investimentos no Brasil de R\$ 24 bilhões no período de 2013 a 2018. Segundo o diretor-geral da Total E&P Brasil, Maxime Rabilloud, os investimentos são destinados a atividades de exploração e produção de óleo e gás, principalmente em águas profundas. O executivo não informou, porém, quanto do valor total já foi gasto até o momento.

Do montante total, R\$ 3 bilhões foram destinados ao pagamento do bônus relativo à aquisição do campo de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos, em leilão realizado em outubro de 2013. Outros R\$ 372 milhões foram gastos em bônus de aquisição de dez blocos na 11ª Rodada de Licitações da Agência Nacional do petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), no mesmo ano.

Rabilloud destacou que, no Brasil, a empresa detém participações em 15 blocos exploratórios, dos quais é operadora em oito. O principal ativo da companhia no país é a participação de 20% em Libra, onde a Petrobras é operadora, com 40%. Os demais sócios são Shell (20%) e as chinesas CNPC (10%) e CNOOC (10%).

O executivo acrescentou que a companhia francesa mantém o foco em exploração e produção de óleo e gás em águas profundas. "Continuamos comprometidos com o Brasil e com atividades em águas profundas", disse diretor-geral da Total em apresentação na Offshore Technology Conference (OTC) Brasil, que ocorre no Rio. Ele, contudo, deixou o evento sem falar com a imprensa.

A postura da Total no principal evento da agenda do setor petrolífero brasileiro de 2017 é semelhante a de outras grandes petroleiras, que, às vésperas dos leilões do pré-sal, marcados para amanhã, estão evitando fazer comentários à imprensa.

A gigante francesa, que não arrematou nenhum bloco na 14ª Rodada de Licitações da ANP, em setembro, está inscrita para participar do segundo e terceiro leilões do pré-sal. Ao todo, serão ofertadas oito áreas, nas Bacias de Campos e Santos.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Benedict Mander | Financial Times, de Buenos Aires

Título: YPF investirá US\$ 30 bi para explorar xisto na Argentina

A YPF, a maior petrolífera da Argentina, informou que vai investir mais de US\$ 30 bilhões nos próximos cinco anos. A iniciativa segue os passos do surto de crescimento do xisto nos Estados Unidos.

A promessa transforma a estatal na maior investidora na Argentina, em uma época em que o governo pró-mercado do presidente Mauricio Macri está em campanha para atrair investimentos para consolidar a recuperação econômica em instauração no país após seis anos de estagnação.

A YPF continuará sua investida para desenvolver o enorme potencial de recursos não convencionais do país, uma vez que o campo de xisto de Vaca Muerta, na Patagônia, encerra a segunda maior reserva de gás de xisto do mundo. A empresa pretende aumentar a produção não convencional em 150%, para alcançar metade da produção total no período dos próximos cinco anos. Espera-se que a produção total de petróleo e gás aumente 5% ao ano, para alcançar 700 mil barris equivalentes de petróleo ao dia em 2022.

Os sindicatos aceitaram condições de trabalho mais flexíveis em troca de investimentos das petroleiras de US\$ 15 bi

Os esforços de exploração serão intensificados, visando a um aumento de 50% das reservas. A YPF pretende também aumentar a produção de energia elétrica - em boa parte por meio de recursos renováveis -, como parte de seus esforços para se tornar uma empresa energética totalmente integrada.

Embora o desenvolvimento de seus recursos de xisto seja a prioridade, a YPF quer voltar a focar na produção convencional. Os críticos dizem que isso foi negligenciado até Macri substituir a equipe de direção da YPF nessa área, pouco após assumir o poder, dois anos atrás, apesar de ela responder pelo grosso da produção da petrolífera.

Os executivos esperam elevar a produtividade por meio da redução dos custos e de maior eficiência operacional. Alguns projetos cujos contratos foram assinados quando os preços do petróleo alcançavam o dobro dos preços atuais são considerados inviáveis.

Alguns meses atrás, os sindicatos aceitaram condições de trabalho mais flexíveis, já que os altos custos com mão de obra são vistos como uma das maiores barreiras ao desenvolvimento de Vaca Muerta, em troca de investimentos de companhias de petróleo de até US\$ 15 bilhões ao ano.

No passado uma exportadora líquida de produtos, a falta de investimentos nos últimos anos levou à queda vertical da produção, deixando a Argentina com um déficit energético e uma dependência das importações que pressionaram fortemente o orçamento.

Embora a diretoria anterior, nomeada pela presidente Cristina Kirchner, tenha feito significativos aumentos dos investimentos, dos lucros e da produção, que transformaram a Argentina na maior produtora de energia não convencional fora da América do Norte, muitos criticam esse histórico.

"Eles eram puxados pela produção, não pelos lucros", disse um alto executivo do setor, ao criticar o significativo aumento do endividamento da YPF. "Quando a produção não crescia, eles a compravam por meio de aquisições. Era um truque enganoso."

Outrora de longe a maior participante local do setor, a YPF viu a concorrência crescer recentemente. A Pan American Energy e a Pampa Energía cresceram por meio de fusões e aquisições nos últimos dois anos.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Mercado****Autor: Renato Rostás | De São Paulo****Título: Mercado estima bom 3º tri para Usiminas**

A Usiminas provavelmente seguiu no terceiro trimestre seu caminho de recuperação operacional, calculam analistas. Depois de apresentar o maior lucro em três anos e a maior receita em dois, a empresa mineira deve divulgar um desempenho ainda forte entre julho e setembro.

Média das projeções de BTG Pactual, Itaú BBA, Morgan Stanley e Santander aponta para lucro líquido de R\$ 26 milhões no trimestre, melhora em relação ao prejuízo de R\$ 114 milhões no mesmo período do ano passado. Em relação ao segundo trimestre, contudo, a queda seria de 85,2%, pela ausência de efeitos não recorrentes que na época beneficiaram a companhia, além de margens menores.

De dissonante nas projeções, aparece o BTG com expectativa de prejuízo de R\$ 13 milhões.

Mas a alta das vendas continua se acelerando. As estimativas são de receita líquida em R\$ 2,66 bilhões no período - crescimento de 17,6% em comparação anual e de 3,6% de um trimestre para o outro. Maiores vendas no mercado doméstico e o efeito de reajustes de preço seriam os motivos.

O Itaú BBA, por exemplo, prevê que o volume comercializado no Brasil suba 2% em relação ao segundo trimestre. Isso puxaria o faturamento, mesmo com a queda de 4% das exportações, na mesma comparação - a Usiminas vende muito mais aqui do que no exterior. O banco calcula que o preço realizado subiu 1%.

A companhia também será beneficiada pela volta das exportações do minério de ferro, cujo preço médio ficou em US\$ 71,42 a tonelada entre julho e setembro, a maior desde o primeiro trimestre deste ano.

O lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (Ebitda, na sigla em inglês), contudo, deve diminuir o ritmo de crescimento. Os bancos projetam nível de R\$ 464 milhões, forte alta de 51,1% sobre o terceiro trimestre de 2016, mas queda de 38,2% ante o segundo de 2017.

"O resultado deve ser mais fraco do que no segundo trimestre, mesmo ajustando para itens não recorrentes, por conta da alta de custos de produção, acima da melhora nos preços", diz o Itaú.

Em relação aos R\$ 749,9 milhões do segundo trimestre, a diferença é muito grande porque no período a Usiminas embolsou R\$ 201,1 milhões do acordo com o Porto Sudeste. Mesmo assim, haveria uma perda de R\$ 85 milhões. Desde o começo do ano, a volatilidade do carvão, mas também a cotação mais forte do minério, tem ameaçado os custos.

A divulgação dos resultados está agendada para amanhã, antes da abertura da bolsa. A teleconferência com analistas e investidores ocorre às 12h.

MME / ASCOM .