

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social - ASCOM

Sumário

VEÍCULO: O Globo.....	3
Título: Plano da Eletrobras atrai 1.900 empregados	3
Título: Aneel recomenda revogar contratos da espanhola Abengoa	4
Título: Lucro da Vale despenca 98% com câmbio	5
Título: Nota.....	7
Título: Momento da Petrobras.....	7
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	9
Título: Aneel recomenda cancelamento de 9 contratos da Abengoa.....	9
Título: Presidente da Vale critica novas regras para royalties	10
Título: Lucro da Vale frustra expectativas.....	10
Título: Notas	12
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	13
Título: Novo modelo de royalty da mineração é um monstro, diz presidente da Vale	13
VEÍCULO: Correio Braziliense.....	15
Título: Transmissão de energia de Belo Monte ameaçada	15
VEÍCULO: Valor Econômico	16
Título: Usineiros pressionam e PIS/Cofins sobre etanol terá alta menor	16
Título: Royalty dobra no RJ, mas não cobre rombo	17
Título: A sustentabilidade de hidrelétricas	18
Título: Engie considera aquisições de ativos de geração para crescer	21
Título: EDP tem interesse em usinas da Eletrobras	22
Título: Agência recomenda cassar linhas da Abengoa.....	24
Título: Vinci assume Salvador fazendo aposta em sinergias.....	25
Título: Nova gestão já aponta mudanças operacionais para negócios da Vale	27
Título: Forte crítica à nova regra de royalty do minério	29
Título: Maior produção, preços e corte de custo ajudam petroleiras europeias	29
Título: Oferta de ação da Omega movimenta R\$ 844 mi.....	31

Título: Curtas	32
Título: Destaques	33
Título: Petros tenta evitar novo equacionamento	33
Título: Migração em peso.....	36
Título: Potencial de mudança chega a 300 mil empresas	38
Título: Economia e previsibilidade de preço tornam contratos atrativos.....	39
Título: Indústria do gás discute as novas regras, mas enfrenta obstáculos.....	41
Título: Tarifa no mercado regulado é 15% mais alta	43
Título: Resultado motiva pequenas empresas	44
Título: Número de usinas deve triplicar no ano.....	45
Título: Redução de custos pesa na escolha em Manaus.....	47
Título: Rede Pague Menos vai conectar todas suas 1005 lojas	49
Título: Risco hidrológico pode ser resolvido	50
Título: Número de usinas deve triplicar no ano.....	51

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia****Autor: Ramona Ordonez****Título: Plano da Eletrobras atrai 1.900 empregados**

Meta da estatal é que 2.400 optem pela aposentadoria incentivada.

O presidente da Eletrobras, Wilson Ferreira Júnior, afirmou ontem que 1.900 funcionários já aderiram ao plano de incentivo à aposentadoria, que está em vigor até o fim deste mês. Segundo ele, a meta de 2.400 funcionários deve ser atingida. O programa deve permitir uma redução de gastos de R\$ 900 milhões anuais.

A estatal passa por um amplo processo de reestruturação, que inclui não só a redução do quadro de funcionários, como a venda de distribuidoras de energia e de outros ativos. Durante palestra na Fundação Getulio Vargas (FGV), o executivo afirmou que, em agosto, vai iniciar o processo de venda de suas participações acionárias num total de 80 projetos de energia eólica e de transmissão, dos quais 74 referem-se a fatias minoritárias e os demais a empreendimentos nos quais a empresa é a controladora.

Ferreira Júnior explicou que a companhia contratou o BTG Pactual para fazer a modelagem de venda destas participações acionárias.

REUNIÃO COM BNDES

Em outra frente de redução de custos, o executivo explicou que a companhia receberá no próximo mês um estudo elaborado pelo BNDES sobre como poderá privatizar as seis distribuidoras de energia localizadas nas regiões Norte e Nordeste. Ferreira Júnior já tem um encontro marcado para discutir o assunto com representantes do banco na próxima semana.

Em sua apresentação, Ferreira Júnior afirmou que desde 2012, quando foi aprovada a medida provisória (MP) 579, que mudou as regras do setor elétrico, a empresa acumulou prejuízo de R\$ 31 bilhões. Segundo o executivo, a estatal estuda a proposta do governo federal, que está em consulta pública, para venda de até 14 hidrelétricas que tiveram suas concessões renovadas em 2012 com base na MP 579 e que tiveram de reduzir o preço de venda de energia elétrica.

VEÍCULO: O Globo**Seção: Economia****Autor: Manoel Ventura****Título: Aneel recomenda revogar contratos da espanhola Abengoa**

Empresa só iniciou obras em um dos 9 projetos de linhas de transmissão

A diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) decidiu ontem enviar recomendação ao Ministério de Minas e Energia (MME) para que revogue todos os contratos de concessão da empresa espanhola Abengoa para a construção de linhas de transmissão de energia elétrica. Com a decisão, o ministério pode declarar a caducidade dos contratos e fazer novos leilões para construir os empreendimentos.

A elétrica espanhola paralisou o andamento de todas as linhas de transmissão que deveria construir no Brasil em dezembro de 2015, quando a holding da companhia pediu recuperação judicial. A subsidiária brasileira da empresa entrou em recuperação judicial em janeiro de 2016

IMPACTO NO PREÇO DA ENERGIA

Ao todo, são nove empreendimentos, com mais de 6 mil quilômetros de linhas de transmissão de energia cujas obras estão paradas. Os investimentos previstos para serem executados pela empresa eram de R\$ 7 bilhões, e o governo deveria pagar R\$ 720 milhões à companhia após as linhas entrarem em operação. Segundo a Aneel, dos nove lotes, só um teve as obras iniciadas.

— Os atrasos nas linhas não geraram um blecaute, mas deixaram o sistema menos inteligente e mais caro — disse o diretor da Aneel Tiago Correia.

O principal ativo dos espanhóis é o "pré-linhão" de Belo Monte, que vai escoar a energia da hidrelétrica no Rio Xingu (PA) para o Nordeste. Só nesse caso, a linha tem 1.800 quilômetros de extensão, com investimento previsto de R\$ 1,3 bilhão. A empresa ganhou a concessão em 2012, e a obra deveria ter ficado pronta em fevereiro, o que não ocorreu.

Como a usina ainda não opera a toda capacidade, não houve problemas para escoar a energia de Belo Monte ao resto do país. As linhas que devem levar a eletricidade ao Sudeste são de responsabilidade de outras empresas.

Para evitar um gargalo na transmissão de energia, desde o pedido de recuperação judicial da Abengoa, o governo vinha tentando encontrar formas que permitissem a retomada das obras da empresa. A primeira alternativa foi tentar

vender para outras empresas as concessões da espanhola. Não houve interessados.

Sem encontrar uma saída de mercado, a Aneel partiu para a solução de declarar caducidade da concessão. Esse processo, no entanto, foi interrompido pela Justiça do Rio de Janeiro, a pedido da empresa. Somente agora, após o presidente do Tribunal de Justiça do estado revogar a decisão que impedia o processo de caducidade, a Aneel pode recomendar ao MME a cassação dos contratos. Com a decisão da Justiça, a Aneel convocou reunião extraordinária ontem. A defesa da Abengoa tentou adiar o encontro, alegando que foi convocada na véspera, e não houve tempo de preparação para sustentação oral.

Após declarar caducidade dos contratos com a Abengoa, o ministério vai reavaliar os lotes, para decidir se faz nova licitação para os empreendimentos. A tendência é que algumas linhas sejam redesenhadas para atender às novas necessidades de transmissão de energia.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Danielle Nogueira e Chico Prado

Título: Lucro da Vale despensa 98% com câmbio

Empresa obteve ganho de R\$ 60 milhões no segundo trimestre

O lucro líquido da Vale despencou 98,3% no segundo trimestre ante igual período do ano passado, para R\$ 60 milhões, apesar do recorde de produção de minério de ferro. O resultado foi afetado pelo câmbio e pelo menor volume de vendas, devido ao aumento de estoques nos portos da China. Em relação ao primeiro trimestre, a queda nos preços do minério de ferro também puxou o resultado para baixo.

A perda com variação cambial foi de US\$ 610 milhões no segundo trimestre. Nos meses de abril a junho de 2016, quando o real estava mais fraco, a Vale registrou ganho cambial de R\$ 1,9 bilhão.

CENÁRIO AINDA POSITIVO

A valorização do real também pressionou os custos, que aumentaram em mais de R\$ 1 bilhão. Paralelamente, as vendas de minério recuaram 5% na comparação com o segundo trimestre de 2016.

— O resultado foi mais fraco do que eu esperava. Basicamente, houve queda nos preços e menor volume de vendas, pois os estoques nos portos na China estavam

elevados para fazer a blindagem (mistura) com o minério de menor qualidade — disse, em teleconferência com analistas, o presidente da Vale, Fabio Schvartsman.

Schvartsman assumiu a presidência no fim de maio. Foi a primeira vez que ele participou de uma divulgação de resultados da Vale. O executivo afirmou que espera que o terceiro trimestre seja melhor que o segundo. Uma das medidas tomadas para reequilibrar as finanças e responder à demanda do mercado foi a decisão de reduzir a produção de minério com elevado teor de sílica, de qualidade menor.

Na comparação com o primeiro trimestre, as vendas de minério de ferro cresceram 8%, mas o preço realizado pela Vale recuou 32%, para uma média de US\$ 51,35 a tonelada, nos cálculos de Luiz Caetano, da Planner Corretora. Apesar do desempenho financeiro aquém das expectativas, as ações da Vale fecharam o dia praticamente no zero a zero. As preferenciais (PNs, sem direito a voto) recuaram 0,46%, cotadas a R\$ 27,81. E as ordinárias subiram 0,13%, a R\$ 29,70.

Em relatório, analistas do BB Investimentos avaliaram que "apesar do resultado fraco, da alta de custos, dos preços menores e da piora das margens, mantemos nossa visão otimista para a companhia e a indústria". Segundo o documento, a demanda por minério de ferro na China continua forte, com indicadores positivos em habitação e construção, grandes consumidores de aço.

Na área de metais básicos, a Vale informou ter revisado a meta de produção de níquel deste ano, para 295 mil toneladas, 7% abaixo do divulgado anteriormente, e decidiu interromper a produção de duas minas consideradas não competitivas no Canadá. Schvartsman também afirmou que pretende trazer a dívida da Vale abaixo de US\$ 15 bilhões. A dívida bruta terminou o semestre em US\$ 27,8 bilhões.

"CRIARAM UM MONSTRENGO"

Quanto às mudanças nas alíquotas da Cfm, o royalty da mineração, anunciadas esta semana, o executivo afirmou que o governo criou um "monstrengo". Pelas novas regras, a alíquota da Cfm, hoje fixada em 2% para o minério de ferro, vai variar conforme o preço da tonelada do produto. Caso a cotação supere US\$ 100, a alíquota poderá chegar a 4%.

Além disso, a cobrança deixará de ser feita sobre o faturamento líquido das mineradoras, o que permite deduzir gastos com transporte e logística do valor a ser pago, e passará a incidir sobre a receita bruta. — Vem numa hora ruim, e é simplesmente aumento de imposto sem nada vindo do outro lado. O que mais me chamou a atenção é que, além de mudar as alíquotas, mudaram a base de

cálculo. O pior não é aumentar imposto, mas não saber o que você vai pagar no fim do dia. Obviamente, traz uma insegurança jurídica. Criaram um monstrego, com o perdão da palavra — afirmou Schvartsman.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Rio / colunas

Autor: Ancelmo Gois

Título: Nota

Preço da gasolina

Do início da nova política de preços da Petrobras, em outubro de 2016, ao último reajuste, quarta passada, o preço da gasolina na refinaria da Petrobras caiu 16,5% e o do diesel, 13,5%. “O presidente da Petrobras vem cumprindo com a promessa de que os preços desses combustíveis seguiriam a tendência do mercado internacional”, analisa Adriano Pires, consultor da área de energia.

VEÍCULO: O Globo

Seção: Economia

Autor: Miriam Leitão

Título: Momento da Petrobras

O presidente da Petrobras, Pedro Parente, disse que a empresa hoje é totalmente diferente da que era. Não há a tomada de decisão por um único diretor, as diretorias não são mais compartimentos estanques e existe até a checagem da vida pregressa da pessoa nomeada. “Eu mesmo passei por esse procedimento duas vezes”! Garante também que os diretores foram nomeados por ele, sem indicação política.

E um alívio ouvir isso no dia em que foi preso o ex-presidente da Petrobras Aldemir Bendine, acusado de ter recebido propina durante o período em que comandou a companhia e com a Lava-Jato já em estágio avançado. Ele foi nomeado para a estatal como homem de confiança de Dilma Rousseff. Poria ordem na empresa, segundo a mensagem que o governo na época passou. Que nada, muitos empreiteiros já estavam presos e ele pediu — e recebeu — propina da Odebrecht.

É estarrecedor o relato dos procuradores, delegados e o que está na decisão do juiz Sérgio Moro. Bendine teria pedido propina da Odebrecht, quando era presidente do Banco do Brasil, como condição para liberar empréstimos. A negativa que seu representante ouviu de Fernando Reis, que dirigia a Odebrecht Ambiental, não foi por qualquer barreira moral que, todos sabemos, não havia na

empresa. Mas porque Marcelo Odebrecht não acreditava nos poderes de Bendine. Ao ser nomeado para a Petrobras, tudo mudou de figura, e Bendine quis deixar claro isso.

Antes que ele fosse nomeado para a presidência da Petrobras, Fernando Reis já sabia. Foi informado por André Gustavo, o marqueteiro amigo de Bendine. Em seguida, o próprio Bendine fez reunião com Marcelo Odebrecht. E chegou ostentando uma pasta da Presidência da República. Dentro dela, um texto enviado por Marcelo ao então chefe da Casa Civil Aloizio Mercadante sobre o risco econômico que a Lava-Jato estaria impondo às empresas. A pasta era a mensagem.

Mas ele reforçou ser emissário da presidente da República. Isso foi no fim de janeiro de 2015. No dia 6 de fevereiro, assumiu a presidência da Petrobras.

Dilma o nomeou apesar das reportagens sobre o empréstimo sem garantias que ele deu a uma socialite e outras estranhezas.

No dia 18 de maio, um mês antes de ser preso, Marcelo Odebrecht se encontrou novamente com Bendine em Brasília, na casa de André Gustavo, e com Fernando Reis. O combinado entre André e Fernando era que Bendine nãoalaria diretamente da propina, apenas repetiria uma senha para ficar claro que os pedidos do marqueteiro eram seus.

Fernando Reis tem cara de bom moço. Só cara. Antes da delação, ele garantia a interlocutores incrédulos que a Odebrecht era diferente das outras empreiteiras. No dia da prisão de Marcelo, foi ele que tranquilizou funcionários afirmando que a empresa nada fizera de errado e as dúvidas seriam esclarecidas. Foi ele, o enviado da empresa para vários negócios escusos. Acertou com o intermediário de Bendine o pagamento de R\$ 3 milhões. A propina foi quitada em três parcelas. Duas delas, depois de Marcelo ser preso. André, ao receber o dinheiro, deveria repetir as senhas: "Oceano. Rio. Lagoa". Marcelo Odebrecht diz o seguinte na delação: "A gente estava cedendo ao achaque porque ele estava na posição de presidente da Petrobras".

Ontem, entrevistei Pedro Parente, horas depois de Bendine ser preso. Ele não quis falar da prisão do antecessor, nem de fatos de antes de ele estar na Petrobras. É uma empresa, sob o ponto de vista dos controles, conformidade, compliance, completamente diferente da que existia anteriormente — afirmou.

Parente disse também que tem tido total autonomia. Não me lembro de um presidente da Petrobras que teve concedida a autonomia que o presidente Temer me concedeu. Não houve indicação política seja no conselho, seja na diretoria. Eu fiz as minhas escolhas — disse.

Temer, ao assumir, acertou em algumas decisões, uma delas foi a nomeação para o cargo mais delicado da República: o de presidente da empresa que foi reiteradamente saqueada. Mas errou em outros momentos. E pelos erros está respondendo na denúncia feita pelo procurador-geral. Ao reagir, Temer erra ainda mais por usar o cargo para se manter no cargo. Mas o dia de ontem foi para lembrar o que era o tempo de Bendine na Petrobras.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Anne Warth

Título: Aneel recomenda cancelamento de 9 contratos da Abengoa

Obras de Linhas de transmissão da empresa espanhola, que entrou em recuperação judicial, estão paradas

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) recomendou ao Ministério de Minas e Energia que cancele os nove contratos de concessão de linhas de transmissão detidas pela espanhola

Abengoa, que paralisou 6 mil km de obras, com investimentos estimados em R\$ 7 bilhões. A decisão da Aneel ocorre um dia depois da queda de uma liminar que impedia a continuidade do processo administrativo conduzido pelo órgão regulador. Embora caiba à Aneel instruir o processo, é o MME quem tem o poder para cassar as concessões da empresa.

A Abengoa está em recuperação judicial na Espanha desde novembro de 2015 e, no Brasil, desde janeiro de 2016. Antes de apresentar oficialmente esses pedidos, a companhia já estava com as obras dessas linhas de transmissão atrasadas.

Ao vencer a disputa pelos projetos em leilão, a Abengoa se propôs a receber R\$ 720 milhões como receita anual para operar os empreendimentos. "A decisão não nos traz satisfação. Havia uma grande expectativa de criação de empregos que deixou de acontecer. É um prejuízo para a sociedade e, sobretudo, para o consumidor de energia elétrica brasileiro", disse o diretor da Aneel, André Pepitone.

Um dos principais projetos da Abengoa era a linha pré-Belo Monte, que iria escoar energia da usina para toda a Região Nordeste, através da Bahia, com mais de mil quilômetros de extensão. A empresa só concluiu 35% desse projeto.

Pepitone disse que o governo e a Aneel estão acompanhando a execução das obras das outras duas linhas de transmissão que vão escoar energia de Belo

Monte para a Região Sudeste. Segundo ele, a primeira dessas linhas deve ser concluída em fevereiro de 2018, e a segunda, em dezembro de 2019.

Com a retomada dos projetos da Abengoa, o diretor Tiago de Barros Correia disse que as áreas responsáveis pelo planejamento do sistema elétrico vão reavaliar a necessidade de novas linhas para substituir as que não vão sair do papel. Segundo ele, é possível que nem todas elas voltem a ser ofertadas em leilão.

Após a declaração de "caducidade" pelo governo (isso significa cancelar o contrato atual e fazer uma nova licitação), a Abengoa terá suas garantias executadas. O valor executado será de R\$ 350 milhões. O Ministério de Minas e Energia poderá decretar a inidoneidade da empresa, e a Aneel poderá impedir a companhia de participar de seus leilões. A empresa pode ficar proibida de firmar contratos com a administração pública por até dois anos.

A União também pode entrar na Justiça e buscar reparação dos prejuízos causados pela Abengoa ao consumidor e ao sistema elétrico. Procurada, a Abengoa não se manifestou.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor:

Título: Presidente da Vale critica novas regras para royalties

O presidente da Vale, Fabio Schvartsman, criticou ontem as mudanças na cobrança dos royalties da mineração, anunciadas pelo governo na terça-feira. Segundo ele, a alteração da base de cálculo da Compensação Financeira pela Exploração Mineral (CFEM) trouxe insegurança jurídica ao setor e prejudica a competitividade global da Vale. "Criou-se um monstro", disse o executivo. Pelas novas regras, a CFEM passa a ser calculada pela receita bruta. No marco antigo, a cobrança era sobre o faturamento líquido, deduzidos impostos, custo com transporte e seguro. Schvartsman criticou a tributação do frete e da fabricação de pelotas, produto de empresas como a Samarco, controlada por Vale e BHP Billiton, fechada por conta do rompimento de barragem.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia

Autor: Mariana Durão e Fernanda Guimarães

Título: Lucro da Vale frustra expectativas

Mineração. Desvalorização do real e queda do preço do minério reduziram ganhos da companhia a R\$ 60 milhões no período entre abril e junho; executivo

Fabio Schvartsman, que assumiu a empresa em maio, afirmou que o "resultado foi mais fraco do que o esperado"

A mineradora Vale fechou o segundo trimestre com lucro líquido de R\$ 60 milhões, queda de 98,3% em relação ao mesmo período de 2016. O resultado veio bem abaixo das expectativas do mercado e foi pressionado pela queda do preço do minério de ferro, por ajustes contábeis e pela valorização do dólar em relação ao real, que afeta o resultado financeiro. Em sua primeira divulgação de resultados como presidente da Vale, o executivo Fabio Schvartsman sinalizou algumas mudanças de estratégia para a multinacional.

"Todos concordamos que o resultado foi mais fraco do que o esperado", disse Schvartsman a analistas. Após atingir o pico de US\$ 95 por tonelada em fevereiro, o preço médio do minério caiu a US\$ 62,90. O presidente da Vale garantiu um terceiro trimestre melhor, pelo cenário favorável de preços e o enxugamento da produção de minério com alto teor de sílica, que é menos valorizada.

Schvartsman revelou visão estratégica distinta da gestão anterior, de Murilo Ferreira, em vários pontos. Deixou claro que buscará a diversificação de negócios - ainda que de forma cautelosa -, ao mesmo tempo em que perseguirá "a menor dívida possível", inferior à meta de US\$ 15 bilhões estipulada para 2017 pelo antecessor. Hoje ela é de US\$ 22 bilhões.

A Vale também seguirá reduzindo investimentos. No segundo trimestre eles somaram US\$ 894 milhões, menor nível trimestral desde 2006. Em 2017, os aportes devem somar US\$ 4,2 bilhões. Os desembolsos, disse o diretor executivo de finanças e de relações com investidores da Vale, Luciano Siani, seguirão em queda com a ajuda do fim dos investimentos no projeto S11D, que serão concluídos em 2018, e pela redução dos investimentos em manutenção.

A diversificação será perseguida inicialmente em negócios em que a Vale já atua, mas não tem resultados satisfatórios. O executivo descartou parcerias estratégicas. As mudanças na Vale serão guiadas por um diagnóstico interno recém-concluído e que será submetido ao conselho de administração em agosto. Ele prevê medidas de redução de custos e a integração das operações da mina ao porto. Haverá ainda mudanças na condução de metais básicos.

Schvartsman, que assumiu o cargo em maio, criticou indiretamente a política anterior para produtos como cobre e níquel, dizendo que a Vale precisa ter operações rentáveis em qualquer cenário de preço. Ele classificou a operação de níquel Vale Nova Caledônia de "sorvedouro de recursos". A empresa não investirá mais no segmento enquanto ele não trazer retorno.

Bolsa. As ações da Vale encerraram o pregão de ontem perto da estabilidade, com a PNA em baixa de 0,47%, e a ON em alta de 0,13%. Em reorganização societária, a companhia abriu um processo de conversão das ações preferenciais em ordinárias até o dia 11 de agosto.

Para seguir com a operação, que fará da Vale em uma empresa sem controle definido, o percentual de conversão deve atingir 54% das PN. Schvartsman comemorou a grande adesão de pessoas físicas e fundos. "Ao fim, a empresa estará protegida de indesejadas intervenções públicas", disse o executivo.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo

Seção: Economia / colunas

Autor: Fernanda Guimarães

Título: Notas

» **Sustentável.** A Multiplan entregará, na próxima semana, seu primeiro shopping cujo telhado terá células fotovoltaicas - ou seja, com capacidade para transformar a radiação solar diretamente em energia elétrica. O projeto recebeu investimento de R\$ 7 milhões e poderá gerar uma economia estimada em 10% na conta de luz do empreendimento. O shopping, no Rio Grande do Sul, é o 9º no País da administradora. Agora, a companhia também realiza estudos para adoção de outras fontes de energia alternativa em seus futuros empreendimentos, como a eólica.

» **Na onda.** O Banco do Brasil quer gastar menos com energia. Para isso, aprovou investimento de R\$ 168 milhões para a instalação de lâmpadas de IEd em sua rede de agências. Em troca, espera reduzir o consumo de energia elétrica em 12,5%, na média, em cada uma das suas mais de cinco mil dependências no País. Atualmente, o banco consome por ano 661 milhões de kWh. Após o fim do projeto, o volume deve cair para 579,1 milhões de kWh/ano. Em recursos, o BB deve economizar R\$ 58,1 milhões ao ano, a partir de 2019.

80% garantido

Dos R\$ 5 bilhões em debêntures aprovados pelo conselho de administração da Petrobrás, os bancos garantem R\$ 4 bilhões. O outro R\$ 1 bilhão, só se houver demanda. A estatal recorreu ao mercado interno e a primeira tranche deve sair... logo.

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Seção: Mercado****Autor: lucas vettorazzo****Título: Novo modelo de royalty da mineração é um monstrengo, diz presidente da Vale**

Há pouco mais de dois meses no cargo, o presidente da Vale, Fábio Schvartsman, fez duras críticas ao novo modelo de cobrança de royalty para o setor de mineração no país.

O governo federal editou, na última terça-feira (27), três medidas provisórias que alteram 23 pontos do atual código de mineração, com a finalidade de destravar investimentos privados —entre ele, o aumento da cobrança de royalties para o setor de mineração.

O objetivo é elevar em até 80% a arrecadação com a taxa, incidente sobre exploração de recursos naturais e que é dividida entre União, Estados e Municípios.

Ele também criou, por exemplo, a ANM (Agência Nacional da Mineração), que substituirá o DNPM (Departamento Nacional de Produção Mineral).

Foi estabelecida uma taxa de fiscalização para a nova agência reguladora. A cobrança será anual, variando de R\$ 500 a R\$ 5.000, dependendo da fase do empreendimento.

Nesta quinta (27), durante teleconferência com jornalistas em razão da divulgação dos resultados da Vale, o novo presidente chamou o modelo de "monstrengo", afirmou que ele aumentará custos tributários e causará insegurança jurídica ao setor.

O governo federal elevou a alíquota do royalty incidente sobre o minério de ferro, principal produto da Vale, de 2% para até 4%.

Será instituído sistema de bandas, com cobrança progressiva do tributo a medida que houver aumento do preço do minério, que teve o maior aumento entre os minerais explorados no país.

As mudanças passam a valer em novembro e as medidas provisórias ainda precisa passar pelo Congresso.

Uma das mudanças determinadas pelo governo é que o royalty passa a ser recolhido sobre a receita bruta da produção, e não mais sobre o faturamento líquido.

Schvartsman afirmou que as mudanças vieram em "hora ruim". O minério de ferro passou os últimos dois anos com preços em queda, principalmente em razão da redução do consumo da China, que aquecia o mercado mundial.

A Vale é a maior produtora de minério de ferro do mundo. A produção total da empresa no segundo trimestre deste ano foi de 91,849 milhões de toneladas, alta de 5,8%— o volume inclui outros minerais.

"Ficamos bastante chateados com esse aumento de custos. Veio em uma hora ruim, num mercado difícil. É simplesmente um aumento de custos sem nenhum benefício do lado [de quem produz]", disse.

Schvartsman disse que neste momento, a empresa não tem condição de mensurar o impacto das medidas federais na estrutura de custos da empresa.

"O pior é ter impostos aumentados. [A empresa] Não sabe que imposto pagará no fim do dia. A medida foi bem esquisita que nos deixou bem incomodados. Com o perdão da expressão, criou-se um monstro", disse.

Segundo o executivo, que assumiu a Vale após a saída de Murilo Ferreira, há pontos nas medidas provisórias que foram poucos explorados na divulgação pelo governo, mas que trazem assimetrias ao modelo.

Ele diz, por exemplo, que o governo quer cobrar royalties no frete do minério, algo que não existia no país e que, segundo ele, não encontraria paralelo no mundo.

"A pior parte é a incerteza e insegurança jurídica que esse movimento vai trazer. Aumentaram alíquota e mudaram a base de cálculo. [Não faz sentido] Pagar royalty sobre o frete. Frete virou minério agora?", reclama.

O mesmo problema ocorreria com a tributação, com royalties, do processo de pelletização, que é a transformação do minério em pequenas esferas, chamadas pelotas, matéria prima para o aço.

Para se obter a pelota, o minério passa por complexo sistema de refino, com moagem e beneficiamento do produto.

Segundo Schvartsman, embora derivado da atividade de mineração, a pelletização é uma etapa posterior à extração, e se encontra na cadeia da indústria da transformação. Ele lembra que sobre a pelletização já incide IPI (Imposto de Produtos Industrializados), que é federal.

"[A pelota] É um produto industrializado, não é mineração".

Desde o governo Dilma Rousseff que as discussões sobre o novo marco regulatório da mineração está parado no Congresso. O código mineral atual está em vigor no país desde 1967.

O presidente Michel Temer resgatou algumas das propostas e apresentou na última terça-feira três medidas provisórias que aumentam alíquotas para todos os minerais explorados no país.

Em 2016, a arrecadação com royalties da mineração foi de R\$ 1,8 bilhão. O objetivo do governo é gerar com as mudanças receitas adicionais de R\$ 1,5 bilhão por ano a partir de 2018.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Seção: Economia

Autor: Simone Kafruni

Título: Transmissão de energia de Belo Monte ameaçada

A diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) decidiu ontem, por unanimidade, recomendar ao Ministério das Minas e Energia (MME) a caducidade de nove contratos de linhas de transmissão concedidas à Abengoa. A empresa está em processo de recuperação judicial no país-sede, a Espanha, e também no Brasil, onde paralisou as obras de linhões importantes, um deles responsável pelo escoamento da energia produzida pela Usina Hidrelétrica de Belo Monte.

Segundo o diretor da Aneel André Pepitone, que presidiu a reunião, foram licitados nove lotes, com 6 mil quilômetros de linhas de transmissão, e expectativa de investimentos de R\$ 7 bilhões. Dos nove contratos, apenas em um, na Bahia, a Abengoa realizou 35% das obras estimadas. Nos demais, não houve investimentos relevantes.

O diretor-relator do processo, José Jurhosa Junior, recomendou o fim do contrato porque “a companhia perdeu as condições econômicas e as obras foram paralisadas”. Segundo o relator, a empresa não apresentou propostas para regularizar as obras, nem sequer um plano de recuperação. O descumprimento do contrato resulta em grave gargalo de escoamento de energia, sobretudo, da Usina de Belo Monte. “Por conta do impacto para todo o sistema de transmissão do país, recomendamos a caducidade”, resumiu.

Os próximos passos são a ratificação da decisão na segunda-feira, publicação na terça, quando começa a contar o prazo de 10 dias para a empresa recorrer. Mesmo sem julgamento do recurso, o processo segue para o MME que decidirá pela caducidade das concessões. “Depois da decisão do ministério, o processo

volta para a Aneel executar a garantia, que é de 5% do investimento, portanto, R\$ 350 milhões”, disse Jurhosa.

A companhia ainda sofre sanção de não poder mais participar de leilões ou fazer contratos com a administração pública. O procurador Marcelo Escaldante ressaltou, ainda, que o governo pode entrar judicialmente contra a Abengoa para conseguir reparação aos prejuízos causados ao sistema.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Brasil

Autor: Cristiano Zaia

Título: Usineiros pressionam e PIS/Cofins sobre etanol terá alta menor

Após grande pressão de usineiros, o governo decidiu recuar parcialmente do aumento de PIS/Cofins sobre o etanol e deve reduzir a atual alíquota para o combustível, vigente desde a semana passada, diz uma fonte. A decisão, no entanto, não mexe com a alta dos mesmos impostos para gasolina e diesel, que foram preservados.

A decisão foi comunicada pelo secretário-executivo do Ministério da Fazenda, Eduardo Guardia, e por autoridades da Receita Federal durante reunião realizada ontem com representantes do setor sucroalcooleiro. Um decreto revendo parte do aumento para o etanol deve ser publicado na edição de hoje do "Diário Oficial da União".

Na semana passada, o governo elevou as alíquotas de PIS/Cofins sobre combustíveis, estimando arrecadar R\$ 10,4 bilhões, num momento de baixa para arrecadação federal, em meio à crise econômica. Só no caso do etanol para o produtor, a alíquota passou de R\$ 0,12 para R\$ 0,1309 por litro, enquanto para o etanol para o distribuidor, passou de zero para R\$ 0,1964 por litro.

As usinas estavam reclamando que o aumento foi ilegal, uma vez que em janeiro o etanol já havia sofrido um primeiro aumento decorrente de uma lei que trouxe isenção de PIS/Cofins sobre o etanol e vigorou nos últimos anos. Segundo fontes do setor sucroalcooleiro, o Ministério da Fazenda cometeu um erro de cálculo na semana passada ao aumentar esses tributos nessas alíquotas.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Brasil****Autor: Rodrigo Carro****Título: Royalty dobra no RJ, mas não cobre rombo**

Inflada por aumento na produção e no preço do petróleo, a receita bruta de royalties e participações especiais do Estado do Rio de Janeiro mais que dobrou na primeira metade do ano. Passou de R\$ 1,69 bilhão, nos seis primeiros meses de 2016, para R\$ 3,62 bilhões, no mesmo período deste ano, de acordo com dados da Secretaria estadual de Fazenda do Rio de Janeiro.

A receita de impostos acumulada de janeiro a junho também reagiu, crescendo 5,1% em termos nominais. A recuperação, no entanto, é insuficiente para reverter o déficit orçamentário do governo fluminense no período.

Até o fim de junho, as despesas empenhadas (aquelas que o Estado assume o compromisso de pagar) somavam R\$ 33,14 bilhões. Desse total, R\$ 29,79 bilhões haviam sido liquidadas e um montante ainda menor (R\$ 24,84 bilhões) foi efetivamente pago.

A distância entre o valores liquidados e pagos - quase R\$ 5 bilhões - se traduz na prática em atrasos com fornecedores. A previsão oficial para este ano é de que déficit gerado pelo descompasso entre as receitas e as despesas alcance o patamar de R\$ 21 bilhões.

"A expansão da receita de royalties se deve mais ao preço do barril de petróleo do que ao aumento de produção", explica Adriano Pires, diretor da consultoria Centro Brasileiro de Infraestrutura. Dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) indicam que a produção de petróleo no Estado do Rio de Janeiro aumentou quase 13% de janeiro a maio, na comparação com igual período de 2016.

"A produção aumentou bastante nos campos do pré-sal", justificou Pires. Mas foi a valorização do preço internacional do barril de petróleo do tipo Brent o fator que mais contribuiu para o salto na arrecadação de royalties. De acordo com cálculos da consultoria, no primeiro semestre do ano passado o preço médio do barril ficou em US\$ 39,81. Já entre janeiro e junho de 2017 a média foi de US\$ 51,60, o que representa um salto de 29,6%.

No primeiro semestre, a receita de impostos somou R\$ 22,67 bilhões, contra R\$ 21,56 bilhões em igual período de 2016. A expansão real, descontada a inflação no período medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), foi de apenas 2,04%.

Uma análise mais ampla mostra que as receitas correntes do Estado (tributária, de contribuições, patrimonial, agropecuária, industrial, de serviços e outras) cresceram nominalmente 9,72%, em termos anuais, entre janeiro e junho. O aumento está concentrado em receitas patrimoniais e em receitas tributárias, informou a Secretaria estadual de Fazenda por meio de sua assessoria de imprensa. "Nas receitas patrimoniais devem-se às receitas de royalties e participação especial do petróleo", esclareceu a secretaria por e-mail.

Com relação às receitas tributária extras, a secretaria informou ainda que estão relacionadas à alíquota adicional de ICMS relacionada ao Fundo Estadual de Combate à Pobreza e às Desigualdades Sociais (FECPS). A alíquota passou de 1% para 2% no ano passado.

Houve também aumento no montante de Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF) retido dos servidores do Estado, o que na realidade não reflete expansão da receita, mas apenas uma variação no fluxo de caixa do Tesouro Estadual.

"Tivemos um primeiro trimestre ruim, mas o segundo trimestre, relativamente ao primeiro, foi melhor", resumiu o secretário estadual de Fazenda, Gustavo Barbosa, referindo-se à receita tributária. Os números ainda não fechados do mês de julho continuam a indicar uma trajetória de aumento da receita bruta de royalties.

No acumulado de janeiro a julho, o Estado recebeu R\$ 3,84 bilhões, contra R\$ 1,87 bilhão no mesmo período do ano passado. "A receita melhorou de forma relevante, mas infelizmente o tamanho do problema é muito grande", afirma o secretário fluminense.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Opinião

Autor: Claudio Sales e José Goldemberg

Título: A sustentabilidade de hidrelétricas

O aproveitamento de recursos hídricos para geração de eletricidade no Brasil iniciou-se no final do séc. XIX, quando foi inaugurada a primeira usina hidrelétrica do país, com potência de 250 kW. Desde então, a nossa capacidade de geração multiplicou-se 400 mil vezes, atingindo o patamar de 100 GW em 2016. Esta marca nos coloca no terceiro lugar do ranking de nações com maior capacidade de produção hidrelétrica.

Apesar do longo histórico de utilização de recursos hídricos para a geração de eletricidade, o país ainda conta com um significativo potencial hidráulico não aproveitado, superior a todo o parque de hidrelétricas em operação atualmente.

A implantação de novas usinas, no entanto, tem provocado reações negativas de setores da sociedade. O escrutínio sob o qual estes projetos se encontram se intensifica à medida em que os rios amazônicos têm sido utilizados para a geração de eletricidade.

O legítimo e desejável zelo para com o impacto de hidrelétricas sobre a dimensão socioambiental precisa ter como base informações precisas e estar livre de discursos dogmáticos que podem embutir interesses pouco transparentes. Infelizmente, não é isso o que muitas vezes ocorre no Brasil. Como consequência, observa-se aumento da insegurança jurídica e institucional do processo de implementação de hidrelétricas, o que significa maior risco e, em função disto, aumento de custos de projetos importantes para garantir a oferta de eletricidade no futuro. O principal prejudicado no meio desse ruído é o consumidor, que passa a arcar com tarifas de eletricidade mais altas.

Com o intuito de contribuir para a qualificação da discussão sobre os desafios socioambientais envolvidos na geração hidrelétrica no país, o Instituto Acende Brasil desenvolveu, no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), o projeto "Análise socioeconômica e ambiental da implantação de usinas hidrelétricas".

Focado em municípios que tiveram o seu território abrangido por reservatórios de hidrelétricas, o estudo analisou por meio de técnicas econométricas o comportamento de 26 indicadores pertencentes a cinco eixos temáticos (Atividade Econômica, Saúde e Segurança Pública, Educação, Finanças Públicas e Meio Ambiente) durante as etapas de planejamento, construção e operação de hidrelétricas. Um banco de dados com mais de 2 milhões de registros foi construído para avaliar 168 usinas distribuídas por todo o território brasileiro. Uma equipe multidisciplinar de físicos, biólogos, economistas, engenheiros e gestores ambientais se debruçou sobre o tema durante 30 meses.

A síntese dos resultados indica, de forma geral e resumida, que hidrelétricas não produzem efeitos exacerbados ou marcantes, sejam eles positivos ou negativos, sobre aspectos socioeconômicos dos municípios em que elas são construídas.

Do ponto de vista econômico, o número de empregos e o salário nos municípios que recebem hidrelétricas são impactados positivamente durante a construção (aumento de 20% e 10%, respectivamente, quando comparados a municípios que não receberam hidrelétricas). Durante a operação, a mesma relação positiva com o salário médio é observada.

Em relação às finanças públicas, foram avaliadas a arrecadação de dois impostos (ISS e IPTU) e a receita orçamentária municipal. Nesta dimensão destacou-se o incremento, da ordem de 60%, da arrecadação de ISS ao longo da construção das

hidrelétricas. Tal aumento, no entanto, não provoca modificações significativas na receita orçamentária dos municípios.

Apesar de as análises referentes à "Saúde e Segurança Pública" abrangerem temas variados (incluindo doenças de veiculação hídrica e sexualmente transmissíveis, malária, mortalidade infantil, entre outros), apenas a fecundidade possui correlação com a implantação de hidrelétricas. Nas três etapas analisadas, municípios com usinas apresentam queda no valor deste indicador da ordem de 5%. Estudos aprofundados sobre este tema -em fase de planejamento pelo Instituto Acende Brasil - poderão elucidar essa correlação.

O estudo dos indicadores de educação revelou que, durante a construção e operação, a rede pública experimenta redução do número de matrículas no ensino fundamental de cerca de 15% em cada etapa. Relação semelhante não é observada na rede particular ou no ensino médio. As hipóteses explicativas para este efeito também serão tratadas futuramente.

Por fim, nenhum dos dois indicadores ambientais avaliados - referentes a desmatamento e cobertura vegetal - apresenta comportamento diferenciado. Neste caso, o resultado sugere que a relação entre a implementação de hidrelétricas e o desmatamento responde a uma dinâmica mais complexa que aquela comumente divulgada. No entanto, os indicadores estudados se limitam a municípios da região Norte, o que restringiu a abrangência das análises.

A avaliação da sustentabilidade de hidrelétricas é complexa e requer a observação de um amplo conjunto de fatores que extrapola o conteúdo do projeto. Impactos como a perda de biodiversidade e interferências nos modos de vida de populações tradicionais e na atividade pesqueira, entre outros, carecem de indicadores municipais e, portanto, não puderam ser avaliados.

Apesar disto, o estudo constitui um importante passo na consolidação de informações quantitativas que poderão orientar o processo decisório sobre a construção de novas hidrelétricas. Os benefícios dessa iniciativa se revertem para todo o país, que passará a contar com técnicas objetivas de avaliação do desempenho de suas usinas. Espera-se, assim, elevar o patamar do debate acerca do impacto de hidrelétricas e contribuir para a formulação de políticas públicas que compatibilizem segurança energética e o desenvolvimento sustentável no Brasil.

Claudio J. D. Sales e José Goldemberg são, respectivamente, presidente do Instituto Acende Brasil e presidente da Fapesp.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Empresas****Autor: Rodrigo Polito****Título: Engie considera aquisições de ativos de geração para crescer**

A Engie Brasil Energia (antiga Tractebel Energia), braço do grupo franco-belga Engie no Brasil e maior geradora privada do país, planeja participar dos leilões de venda de hidrelétricas da Eletrobras e da Cemig, afirmou o diretor-presidente da companhia, Eduardo Sattamini, ao **Valor**. A empresa, acrescentou o executivo, também olha oportunidades de fusões e aquisições no setor de geração, "que podem ser concretizadas até o fim do ano".

"Vamos partir para uma jornada de crescimento. Vamos entrar no próximo leilão de transmissão [da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), previsto para o fim do ano] e estamos olhando com carinho a privatização de usinas da Eletrobras e oportunidades de M&As (fusões e aquisições) que estamos pesquisando e que podem ser concretizadas até o fim do ano", disse Sattamini, em entrevista exclusiva ao **Valor**.

A privatização de parte das hidrelétricas da Eletrobras, em uma soma de 14 gigawatts (GW), está prevista na proposta de reforma setorial lançada no início deste mês pelo ministério de Minas e Energia. Sattamini explicou que a companhia também poderá disputar o leilão de concessão de usinas existentes, entre elas quatro hidrelétricas da Cemig (São Simão, Miranda, Jaguará e Volta Grande).

A origem da Engie no Brasil veio de processo semelhante. A companhia arrematou na década de 1990 os ativos de geração da Eletrosul, subsidiária da Eletrobras. Hoje, a companhia possui um parque gerador de 8.790 megawatts (MW) no país.

O leilão das usinas da Cemig, porém, ainda depende de um desfecho no Supremo Tribunal Federal sobre a disputa entre a estatal mineira, que entende ter direito à renovação automática da concessão das hidrelétricas, e a União, que pretende licitá-las para atingir a meta de resultado fiscal deste ano.

Sattamini explicou que a companhia possui baixo nível de endividamento, o que dá espaço para crescer em novos projetos. O nível de endividamento da companhia, medido pela dívida líquida sobre o Ebitda (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) é de apenas 0,4 vez. A dívida líquida atual da companhia é de R\$ 1,510 bilhão.

A companhia registrou lucro líquido de R\$ 491 milhões no segundo trimestre, com alta de 49,4% em relação a igual período do ano passado. Na mesma comparação, a receita líquida cresceu 7,1%, para R\$ 1,68 bilhão e o Ebitda avançou 13,8%, somando R\$ 856 milhões.

Segundo Sattamini, o resultado na última linha foi influenciado principalmente pela melhoria do resultado financeiro, muito em função da queda da inflação no segundo trimestre, ante igual período do ano passado.

Do ponto de vista operacional, o executivo explicou que o impacto maior do GSF (déficit relativo ao que as hidrelétricas geraram em relação ao que elas estão autorizadas a comercializar) no segundo trimestre deste ano, em relação a igual período do ano passado, foi compensado por uma melhor gestão de contratos de energia e de portfólio da empresa, aliada a uma redução de custos.

A quantidade de energia vendida pela companhia totalizou, no segundo trimestre, 8.883 gigawatts/hora (GWh), o que representa um volume 4,6% maior que o comercializado em igual período de 2016. Já a geração de energia elétrica pelas usinas operadas pela Engie Brasil Energia foi de 7.797 GWh, uma queda de 27,4% na comparação anual.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Camila Maia

Título: EDP tem interesse em usinas da Eletrobras

A EDP Energias do Brasil é uma das candidatas a ficar com ativos de geração da Eletrobras. Em entrevista concedida ontem sobre os resultados do primeiro trimestre, Miguel Setas, presidente da empresa portuguesa, destacou que existe um grande interesse em comprar as participações minoritárias da estatal nos três projetos nos quais são sócias: as usinas de Lajeado (900 MW de potência), Enerpeixe (500 MW) e São Manoel (746 MW).

"São ativos onde gostaríamos de aumentar a participação, se a Eletrobras estiver disposta a vender", disse Setas. Segundo o executivo, a EDP inclusive já "fez a mensagem chega" na diretoria da Eletrobras. "São ativos que nos interessam. Temos conhecimento dos riscos, a operação está redonda. Achemos que a gestão integrada poderia ser ainda mais eficiente que é hoje", disse.

Além desses ativos, o interesse da companhia no segmento de geração é em novos projetos, especialmente aqueles que tenham porte de 100 MW a 1.000 MW de potência. "O Ministério de Minas e Energia (MME) recentemente falou sobre o projeto da usina de Tabajara, com 400 MW", disse, referindo-se ao

projeto da hidrelétrica de Rondônia em estudo pelo governo daquele estado. "Mas é algo de médio prazo, não imediato", completou.

Em distribuição de energia, a companhia foi procurada pela Cemig sobre um interesse em adquirir a Light, informou Setas. "Nós temos a obrigação fiduciária de gestão de analisar todas as oportunidades que estão no mercado. A Light é uma como qualquer outra. Temos a obrigação de analisar", disse Setas.

Segundo ele, porém, "há outras oportunidades de crescimento no país que não estão no eixo Rio-São Paulo", e a Light não é a única oportunidade de crescimento em distribuição no país.

Ele não explicou quais são as outras oportunidades fora dessa região. Questionado sobre as distribuidoras da Eletrobras que serão privatizadas, Setas descartou a possibilidade. "São ativos cujo perfil não se enquadra no perfil de risco de nossa companhia", disse.

Outro segmento que a companhia tem se destacado, a EDP segue interessada em participar do próximo leilão de transmissão de energia, mas com "apetite menor" do que o visto no último certame, no qual arrematou quatro lotes. "Vamos participar, mas com apetite menor do que no anterior. Vamos olhar para sinergias, riscos, e nossa capacidade construtiva. Precisamos dimensionar nossa aposta em função deste momento, para não tomarmos uma posição exagerada em termos de risco", disse.

Já os ativos de transmissão das espanholas Abengoa e Isolux, atualmente à venda, não são alvo da portuguesa. O executivo disse ainda que não há nenhuma transação no radar que "possa ser considerada eminente".

A EDP Energias do Brasil apurou lucro líquido de R\$ 142 milhões no segundo trimestre do ano, alta de 45% na comparação anual. O resultado antes de juros, impostos, depreciação e amortização (Ebitda) avançou 16%, a R\$ 534 milhões, e as despesas caíram 3%, a R\$ 316 milhões.

O resultado de distribuição foi destaque com a melhora nos indicadores de qualidade, apesar da forte queda na demanda apurada no período. O indicador que mede a frequência das interrupções (FEC) caiu de 5,29 vezes para 5,06 vezes na EDP São Paulo e de 5,31 vezes para 5,24 vezes na EDP Espírito Santo, ambos abaixo das metas regulatórias. Já o DEC, que mede a duração das interrupções, ficou em 8,41 horas na EDP São Paulo e subiu de 8,64 horas para 8,83 horas na Espírito Santo, mas mantendo-se em ambos os casos também abaixo das metas.

O percentual de perdas totais da São Paulo caiu de 8,75% para 8,73%, ainda ligeiramente acima da meta de 7,88% determinada pela Aneel. No caso da Espírito Santo, o percentual caiu de 13,71% para 13,5%, ante a meta de 11,75%.

Segundo Setas, a companhia praticamente dobrou os investimentos em distribuição para melhorar esses indicadores.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Rafael Bitencourt

Título: Agência recomenda cassar linhas da Abengoa

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) decidiu ontem enviar a recomendação ao Ministério de Minas e Energia para cassar a concessão das nove linhas de transmissão, com obras paralisadas, do grupo espanhol Abengoa. A análise final será feita pelo ministério, que decidirá se cerca de seis mil quilômetros de linhas com previsão de investimento de R\$ 7 bilhões serão relicitados.

A posição da Aneel foi assumida sob protesto do advogado da Abengoa, Giovani Menicucci. No momento da reunião dedicado à manifestação de interessados, o representante da companhia disse que a pauta de julgamento da agência foi divulgada antes de ser formalizada a decisão da Justiça que destravou o processo - o que ocorreu ontem. Segundo ele, não houve tempo hábil ao exercício do amplo direito de defesa. Para o advogado, a decisão da diretoria representava um "ato ilegal".

Sobre o risco de a Abengoa, em recuperação judicial, voltar a impedir o curso do processo de caducidade com nova liminar obtida na Justiça, o diretor da Aneel Tiago Correia afirmou que a agência conduz o caso com "tranquilidade". "A gente tem segurança da força e da qualidade da argumentação jurídica de nossas decisões".

O diretor-geral substituto da Aneel, André Pepitone, ressaltou que a construção das linhas da Abengoa seria importante para garantir o escoamento da energia da hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu (PA), e permitir um melhor intercâmbio de energia entre as regiões do país. Para o caso de relitar os empreendimentos, os projetos sofreriam adaptações antes de serem oferecidos em leilão. "O sistema elétrico é dinâmico. De lá para cá, mudou a previsão de carga e novas linhas foram construídas", afirmou.

Pepitone disse que as garantias bancárias apresentadas pela Abengoa serão executadas se as concessões forem cassadas. O valor é da ordem de R\$ 350 milhões, que corresponde a 5% dos R\$ 7 bilhões em investimento nos projetos.

No desfecho desenhado pela Aneel, a Abengoa poderá receber declaração de inidoneidade, o que a impediria de participar de novas licitações públicas pelo prazo de dois anos. Essa decisão, segundo Pepitone, poderá vir da agência, com efeito para novos leilões de energia, ou do ministério, com implicação sobre toda licitação realizada na administração federal.

Antes de abrir processo de caducidade, a Aneel exigiu, sem sucesso, um novo cronograma de obras da Abengoa no ano passado. Mas espanhola resolveu barrar a caducidade na Justiça para tentar elevar a receita dos projetos e vender os ativos à outra empresa do setor.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Daniel Rittner e Andréa Jubé

Título: Vinci assume Salvador fazendo aposta em sinergias

O engenheiro argentino José Luis Menghini, ex-presidente da Inframérica, assumiu o comando da Vinci Airports no Brasil. A operadora francesa assinou ontem o contrato de concessão para explorar durante 30 anos o aeroporto Luís Eduardo Magalhães, em Salvador, com uma promessa de melhorar a imagem do terminal e explorar sinergias com seus outros ativos ao redor do mundo.

"Pretendemos maximizar a sinergia entre os aeroportos que temos na América Latina e em Portugal", disse Menghini ao **Valor**, após cerimônia no Palácio do Planalto. Com 35 terminais em seis países diferentes, a Vinci administra os aeroportos de Lisboa, Santiago (Chile) e Santo Domingo (República Dominicana).

Com passagens recentes pela fabricante de equipamentos eólicos Impsa e pela Inframérica, que opera os aeroportos de Brasília e de Natal, Menghini pede um pouco de "paciência" com as melhorias no terminal de Salvador e lembra que é preciso esperar o fim do período de transição com a Infraero para dar um pontapé inicial nas obras. Ele afirma, no entanto, que algumas intervenções podem ser feitas de forma mais imediata para melhorar a percepção dos passageiros. O aeroporto foi o mais mal avaliado em pesquisa recente do Ministério dos Transportes com usuários.

De acordo com Menghini, o grupo francês está animado com suas perspectivas no Brasil e vai estudar a possibilidade de entrar em novas concessões, caso mais aeroportos sejam leiloados pelo governo. "A Vinci está aqui com uma perspectiva de longo prazo, não imediata, mas de forma definitiva", assegura o executivo.

A nova concessionária precisará investir R\$ 2,35 bilhões na ampliação do terminal de passageiros, oferta adicional de 1.630 vagas no estacionamento e uma futura

segunda pista com 2.160 metros de extensão. Para ficar com o aeroporto, no leilão em março, a Vinci deu lance com ágio de 113% sobre o valor mínimo de outorga.

"O vetor turismo é muito importante para desenvolver Salvador como destino", diz Menghini. "O crescimento da demanda regional com uma boa infraestrutura também vai colaborar".

O secretário de Turismo da Bahia, José Alves, acrescenta que a concessão do terminal é um "divisor de águas" para o Estado. "Não só pela adequação da infraestrutura, mas também pela estratégia empresarial de prospecção de novos voos", afirma Alves. Segundo ele, a Gol está de olho em Salvador para formar um "hub" regional, assim que a recuperação da demanda ficar mais consistente. "Estamos disputando com Recife e Fortaleza".

Além disso, o governo baiano conduz negociações com a Air France e com a KLM para estabelecer novos voos internacionais, respectivamente, para Paris e Amsterdã (com duas frequências semanais para cada uma delas).

A solenidade em Brasília marcou ainda a entrada no país da operadora alemã Fraport, que vai administrar os aeroportos de Fortaleza e Porto Alegre, e da suíça Flughafen Zürich AG, vencedora do leilão de Florianópolis.

Até hoje, elas farão o pagamento de R\$ 1,46 bilhão referentes a 25% do valor de outorga e ao ágio em seus lances. Tem início agora um período de sete a dez meses de operação assistida junto com a Infraero. Depois disso, os grupos privados assumem completamente. Os grandes investimentos ocorrem assim que houver a assunção definitiva.

O diretor de investimentos internacionais da Zurich, Martin Fernandez, afirmou que a crise política no Brasil não impede os investimentos da empresa no país. "Faremos os investimentos, independentemente do que acontecer no marco político. Sempre uma crise política é um tema que consideramos para os investimentos, mas o mais importante é que o mercado [brasileiro] existe, temos confiança de que a economia vai melhorar e - muito importante - há uma segurança legal para nossos investimentos".

A empresa investirá R\$ 500 milhões nos próximos três anos na construção de um novo terminal, novas pistas de pouso e decolagem do aeroporto da capital catarinense. A companhia também tem participação minoritária na BH Airport, que administra o aeroporto internacional de Belo Horizonte, controlado pela CCR.

Ao contrário das rodadas anteriores, que mantinha uma fatia 49% nas mãos da Infraero, os aeroportos leiloados em março serão totalmente privados.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Empresas****Autor: Francisco Góes, Rafael Rosas e Alessandra Saraiva****Título: Nova gestão já aponta mudanças operacionais para negócios da Vale**

A Vale começa a mostrar quais serão as novas diretrizes da empresa na gestão de Fabio Schvartsman, que tomou posse como presidente há pouco mais de dois meses. Ontem, na divulgação de resultados da mineradora no segundo trimestre, ficaram claras algumas das mudanças operacionais que serão implementadas. O negócio de níquel vai trabalhar com preços presentes, mais realistas do que as previsões futuras que vinham sustentando os investimentos nessa divisão. A redução da dívida será aprofundada, indo além da meta de atingir endividamento líquido de US\$ 15 bilhões. No minério de ferro, pode haver redução de custos adicional de US\$ 1,5 por tonelada a partir de uma análise que será feita, inicialmente, nas pelotizadoras de Tubarão, em Vitória (ES), mas que deve se estender para outras áreas da companhia.

Em sua primeira participação em teleconferência de divulgação de resultados da Vale, Schvartsman reconheceu que o resultado do segundo trimestre foi mais fraco do que o esperado. A Vale teve receita líquida de R\$ 23,3 bilhões de abril a junho, alta de 8,3% sobre igual período do ano passado; o lucro antes de juros impostos, depreciação e amortização (Ebitda) foi de R\$ 8,8 bilhões, aumento de 7,4% na mesma base de comparação; e o lucro líquido ficou em R\$ 60 milhões, queda de 98,3% sobre o segundo trimestre de 2016.

O lucro sofreu impacto de variações cambiais no período, relacionado à desvalorização do real frente ao dólar. Schvartsman indicou que os resultados devem vir melhores no terceiro trimestre do ano, considerando preços mais altos no mercado e também os preços realizados pela companhia.

Schvartsman disse que o resultado da Vale no segundo trimestre foi afetado pela queda nos preços, em especial do minério de ferro, por um menor volume de vendas da commodity e por efeitos "não recorrentes". De abril a junho, a Vale vendeu 69 milhões de toneladas de finos de minério, 5% abaixo das 72,6 milhões de toneladas do mesmo período de 2016. O menor volume vendido se relaciona com o aumento dos estoques de minério nos portos chineses. O diretor de ferrosos da Vale, Peter Poppinga, disse que nos últimos 60 dias a Vale vendeu um milhão de toneladas de minério em moeda local (Renminbi) no mercado chinês para 20 clientes novos com os quais a empresa não tinha relação direta.

No trimestre, o preço de realização da Vale para os finos de minério de ferro foi de US\$ 51,35 a tonelada, 6,3% acima dos US\$ 48,30 do mesmo período do ano passado, mas 32,2% abaixo dos US\$ 75,78 a tonelada do primeiro trimestre do ano. Entre o primeiro e o segundo trimestres de 2017, o preço do minério caiu 27%. O custo de produção do minério de ferro da Vale até o porto ficou em US\$ 15,2 por tonelada, 15% acima de igual período de 2016.

Na apresentação aos analistas, Schvartsman disse que já tem em mãos o diagnóstico feito por uma equipe de 17 diretores da Vale que vai indicar o caminho a ser seguido pela mineradora. "O diagnóstico me dá clareza e segurança sobre as questões da companhia", afirmou. O trabalho ainda será submetido ao conselho de administração da Vale, mas o executivo adiantou alguns pontos.

O mais relevante é a mudança a ser implementada na área de níquel. A ideia é não trabalhar mais com a expectativa de preços elevados para o futuro, como a Vale vinha fazendo, e que justificaram investimentos vultuosos no negócio. "O níquel foi operado nos últimos anos pela Vale com expectativa de resultados no futuro. Se investiu em novas minas, refinarias e usinas com a expectativa de que haveria um belo futuro à frente se e quando o preço fosse maior do que o atual. Agora decidimos parar de sonhar com um preço maior, que não existe. Vamos fazer desse negócio um negócio viável e rentável nas condições vigentes", disse Schvartsman em teleconferência com a imprensa.

Essa decisão fará com que a Vale pare de investir em novas capacidade de produção de níquel, mercado que está sobreofertado. E também poderá parar de investir em reposição de capacidade existente. Ao seguir por esse caminho, haverá oportunidades de redução de custos que antes não havia, abrindo espaço para tornar as operações rentáveis, disse o executivo. O caso emblemático das dificuldades nesse negócio é a Vale Nova Caledônia (VNC), na Polinésia francesa, onde se investiu bilhões sem resultados. Schvartsman disse que não é o objetivo fechar a VNC, mas se não for encontrada solução o fechamento terá que ser enfrentado.

O presidente da Vale disse também que a empresa vai perseguir redução da dívida que aprofunde a meta de atingir endividamento líquido de US\$ 15 bilhões. Na visão dele, para uma empresa como a Vale, dependente de uma commodity marcada pela volatilidade, uma dívida de US\$ 15 bilhões é muito alta. A empresa encerrou o segundo trimestre com dívida líquida de US\$ 22,1 bilhões, ante US\$ 27,5 bilhões no segundo trimestre de 2016. Schvartsman também previu, em estimativa "conservadora", que o trabalho de redução de custos no negócio de ferrosos pode criar um ganho adicional de US\$ 1,5 por tonelada.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Empresas****Autor: Francisco Góes, Rafael Rosas e Alessandra Saraiva****Título: Forte crítica à nova regra de royalty do minério**

O presidente da Vale, Fabio Schvartsman, afirmou que a mudança na cobrança dos royalties da mineração, anunciada esta semana pelo governo, "criou um monstro". De acordo com ele, as mudanças não permitem que a empresa tenha uma estimativa sobre o impacto do aumento de custos, uma vez que o desenho da nova cobrança não permite projetar qual será o imposto pago ao fim de um determinado período. "Ficamos bastante chateados com esse aumento de custos. Vem em uma hora ruim, em um mercado difícil, e aumento de impostos é aumento de custos sem benefícios do outro lado", disse Schvartsman. E acrescentou: "Não dá para fazer estimativa do impacto porque não sei quanto é o imposto, quanto é devido. Não tem como fazer. Criou-se um monstro", comparou.

As mudanças anunciadas pelo governo na cobrança de royalties incluem novidades, como alíquota que vai variar de acordo com o preço do minério nos mercados internacionais. Cotações acima de US\$ 100 para o minério de ferro levariam a uma alíquota de 4%. Hoje, a alíquota é fixa em 2%. Com as novas regras, haverá um sistema de bandas de acordo com os preços.

Schvartsman disse que a pior parte, no entanto, não é a alíquota variável, mas a insegurança jurídica que pode ocorrer devido ao aumento das bases de cálculos. O executivo citou a cobrança prevista dos royalties sobre o valor do frete do minério de ferro e sobre a pelotização. "Em nenhum lugar do mundo a pelotização é considerada minério. Pelotização é sujeita a IPI, o que prova que é produto industrializado. A diferença entre pelotizadora e siderurgia é nenhuma", afirmou Schvartsman.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Empresas****Autor: Victória Mantoan, Juliana Machado e Rodrigo Rocha****Título: Maior produção, preços e corte de custo ajudam petroleiras europeias**

Reduções de custos, aumento na produção e a elevação do nível dos preços do petróleo ajudaram as produtoras europeias a entregar melhores resultados no

segundo trimestre. Empresas como Shell, Statoil, Total e Repsol divulgaram seus balanços ontem com os resultados impulsionados por esses fatores.

A exceção do grupo é a francesa Total, que viu uma redução de 2% na última linha do seu balanço, para € 2,04 bilhões. Apesar disso, a receita da empresa subiu 7% no período na comparação anual, somando € 39,9 bilhões. Os resultados da companhia foram beneficiados por cortes de custos que levaram a um aumento significativo no fluxo de caixa, sinalizando que a empresa continua a olhar para as novas oportunidades de investimento, apesar da pressão atual do preço do petróleo.

Além dos esforços de redução de custos, o desempenho foi impulsionado por um aumento de 3% na produção, para 2,5 milhões de barris equivalentes por dia, particularmente em projetos de margem elevada. A empresa busca um crescimento da produção de mais de 4% neste ano.

O tom confiante reflete uma campanha para reduzir os custos em todo o negócio em resposta à intensa pressão de uma queda dramática nos mercados de petróleo. Nos últimos três anos, o preço da commodity baixou de US\$ 114 para US\$ 27 o barril antes de se recuperar para o atual nível de US\$ 50.

No caso da anglo-holandesa Royal Dutch Shell, foi possível registrar um aumento de 31,5% no lucro líquido atribuível aos controladores, para US\$ 1,54 bilhão. A receita da empresa de abril a junho foi de US\$ 72,13 bilhões, crescimento de 23,5% sobre igual intervalo do ano passado.

No trimestre, a produção de óleo e gás da empresa foi de 3,49 milhões de barris equivalentes diários (boed), uma pequena queda de 0,4% ante igual intervalo um ano antes. O lucro do segundo trimestre subiu de forma mais acentuada devido ao forte aumento da geração de liquidez, o que mostra que a companhia continua a se adaptar às oscilações do petróleo.

No intervalo, a Shell informou ter registrado perdas de US\$ 695 milhões com itens especiais relacionados a alienações em áreas petrolíferas e despesa de US\$ 183 milhões relacionada a impacto do enfraquecimento do real em uma posição de imposto diferido.

O lucro líquido ajustado a custos de substituição da petrolífera, um indicador relevante para o setor, aumentou para US\$ 1,9 bilhão, ante US\$ 239 milhões no mesmo período do ano passado. Os resultados foram impulsionados pela ligeira recuperação do preço do petróleo no comparativo anual, embora baixas contábeis relacionadas com venda de ativos tenham pesado no lucro total.

A recuperação nos preços também ajudou a espanhola Repsol a elevar o lucro líquido em 79% no segundo trimestre deste ano, para € 367 milhões. Ainda

contribuíram para o resultado a redução de custos, aumento da produção no Brasil e reabertura do campo de Al Shaara, um dos mais importantes da companhia, na Líbia.

A receita operacional no mesmo período cresceu 23%, para € 413 milhões. O impacto negativo do resultado financeiro caiu significativamente, de € 138 milhões no segundo trimestre do ano passado para € 65 milhões.

No período, a estatal norueguesa Statoil conseguiu obter lucro atribuível aos controladores de US\$ 1,43 bilhão, revertendo prejuízo de US\$ 307 milhões no mesmo trimestre de 2016. O desempenho também é resultado da alta de preços e da continuidade da política de corte de custos da operação conduzida pela administração.

A receita bruta teve crescimento de 37% no período, ficando em US\$ 14,86 bilhões. Além dos preços mais elevados, também para gás, e um maior volume de produção, a empresa atribui os resultados a uma reversão de provisão na Angola, no valor de US\$ 754 milhões.

A Statoil espera alta de 5% na produção do ano. Antes falava em algo entre 4% e 5%. Ainda assim, a expectativa de crescimento orgânico da produção anual de 2016 a 2020 foi mantida na faixa dos 3%.

Os custos de capital ainda devem ficar no nível visto em 2016, segundo a empresa, em US\$ 11 bilhões, enquanto a projeção em relação aos custos de exploração aponta para uma redução, ficando em US\$ 1,3 bilhão - a estimativa anterior era de US\$ 1,5 bilhão.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor: Carolina Mandl

Título: Oferta de ação da Omega movimentou R\$ 844 mi

A Omega Geração conseguiu viabilizar sua oferta pública inicial de ações para estreitar na bolsa de valores na segunda-feira depois de reduzir o preço de seus papéis e contar com um aporte de um dos seus acionistas.

O preço da ação ficou em R\$ 15,60, um valor 8,2% inferior ao piso da faixa indicativa de preço, que ia de R\$ 17 a R\$ 22. Após reduzir o valor, a Omega encontrou demanda suficiente dos investidores para concluir a transação.

O IPO da geradora de energia renovável movimentou ao todo R\$ 844 milhões, sendo que R\$ 593,6 milhões foram para o caixa da empresa.

A oferta teve como objetivo captar recursos novos para a Omega adquirir ativos de energia elétrica, além de dar saída integral a um de seus acionistas, a gestora de private equity Warburg Pincus. Esse fundo levantou R\$ 250,6 milhões.

Além da gestora americana, a companhia tem como sócia a Tarpon, que entrou comprando R\$ 84 milhões em ações no IPO, o que ajudou a viabilizar a oferta ao mostrar a confiança do acionista na companhia.

Para conseguir chegar à bolsa, a Omega precisou atender a uma série de demandas dos investidores, num exemplo de que a procura pelos papéis de companhias brasileiras tem sido bastante seletiva. Uma das exigências foi a abertura de capital no Novo Mercado, nível máximo de governança corporativa da B3.

Além disso, a Omega também teve de criar novas estruturas com o objetivo de reduzir a chance de conflitos de interesse entre minoritários e controladores.

Fundada em 2008, a Omega tem como estratégia neste momento crescer por meio do desenvolvimento de projetos próprios de energia renovável, como complexos eólicos e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

A oferta da geradora de energia teve como coordenador líder o BTG Pactual, além de Bank of America Merrill Lynch, Bradesco BBI, Itaú BBA, Santander e XP Investimentos.

Neste ano, outra companhia precisou reduzir o preço de suas ações como uma forma de atrair os investidores. Em fevereiro, a locadora de veículos Movida baixou de R\$ 8,90 para R\$ 7,50 o valor de seu papel. Ontem, as ações da Movida encerraram o dia cotados a R\$ 9,80.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Empresas

Autor:

Título: Curtas

Vendas da Copel recuam

A energia total vendida pela Copel Distribuição no mercado cativo recuou 17,3% no segundo trimestre do ano, para 4.812 gigawatts-hora (GWh), refletindo a forte queda no consumo industrial, de 49%, e no segmento comercial, de 13,9%. Segundo a Copel, a baixa no consumo refletiu, principalmente, a migração de consumidores do mercado cativo para o livre. Entre julho de 2016 e junho deste ano, 376 clientes deixaram o mercado cativo industrial da companhia.

Considerando o mercado total da Copel Distribuição, incluindo a energia distribuída a clientes livres (pelo qual a empresa recebe uma tarifa pelo uso do fio), houve alta de 0,5%, para 7.212 GWh.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Finanças

Autor: Álvaro Campos

Título: Destaques

Debêntures da Petrobras

A emissão de debêntures da Petrobras no valor de R\$ 4 bilhões a R\$ 5 bilhões deve ser feita em quatro séries, duas com vencimento em 2022 e duas para 2024, de acordo com relatório da agência Fitch. Os recursos devem ser usados para reforço de caixa e para financiamento de projetos. A agência atribuiu o rating "AA+(bra)" à operação. Segundo comunicado feito ontem pela empresa, parte da emissão deve contar com isenção fiscal pela Lei 12.431, que regula as debêntures de infraestrutura.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Finanças

Autor: Juliana Schincariol

Título: Petros tenta evitar novo equacionamento

Ao mesmo tempo em que busca uma gestão mais ativa da carteira de renda fixa da Petros, fundo de pensão dos funcionários da Petrobras, o presidente da entidade, Walter Mendes, coloca em prática medidas para aumentar a liquidez e reduzir a volatilidade do maior e mais problemático plano da entidade, o PPSP, com um patrimônio avaliado em R\$ 48 bilhões. É esse o plano que carrega o déficit da Petros, que pode alcançar R\$ 27 bilhões no fim do ano.

"A carteira do BD [plano de benefício definido] é muito inflexível, pouco mais de 50% dela é realmente líquida, com títulos públicos e ações de mercado. O restante são ativos com pouca ou baixíssima liquidez como imóveis, FIPs [fundos de investimentos em participações], que não se vendem do dia para a noite", disse Mendes em entrevista ao **Valor**.

A estratégia não resolve o déficit, mas pode evitar novo equacionamento nos anos seguintes, afirma Mendes. Segundo ele, a expectativa é que o plano de equacionamento do déficit seja implementado em novembro. Mas ele ainda precisa passar pela Petrobras e a Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (Sest).

Em dezembro de 2015, o resultado negativo chegou a R\$ 22,6 bilhões, valor que atualizado pela meta atuarial chega a R\$ 27 bilhões no fim do ano - a exemplo do que aconteceu em 2016, fatores como a histórica ineficiência de investimentos e compromissos futuros tornam o valor do passivo muito superior ao dos ativos, apesar da rentabilidade de 11,53% naquele ano. "Até o final deste ano isso pode mudar muito e a gente ter um rendimento superior", disse.

Em 2017, até abril, a Petros tinha um rendimento de 3,45% ante uma meta atuarial para o período de 3,04%. Mas o efeito negativo em maio nos mercados, com a delação premiada do empresário Joesley Batista, um dos donos da JBS, também afetou a fundação. A Petros ainda não divulgou esses números, mas, segundo Mendes, depois de junho também negativo, uma recuperação tem se desenhado em julho.

Essa volatilidade, pelo menos na carteira de títulos públicos do PPSP, Mendes quer evitar. Isso ocorre porque estes ativos têm atualização recorrente de preços, ou seja, são marcados a mercado, o que permite vendê-los a qualquer momento, ao mesmo tempo em que ficam sujeitos às oscilações diárias. Mendes quer marcá-los na "curva", quando os títulos são contabilizados pelo valor de compra, acrescidos da variação da taxa desde a emissão do papel até o vencimento, de olho na redução da volatilidade. Para isso, os ativos precisam ser carregados até o vencimento.

"É possível fazer, mas precisamos ter um controle do fluxo do passivo muito bem feito. Nós estamos investindo neste trabalho de qualificação do ALM [Asset Liability Management, mecanismo de gestão de ativos e passivos], isso era um problema também", disse.

Um balanceamento perfeito entre a previsão de saída de recursos e o vencimento dos títulos é necessário para a fundação não correr o risco de não ter caixa disponível no futuro para pagar os benefícios. Fatores como o programa de demissão voluntária da Petrobras e contingências judiciais também devem ser consideradas.

Enquanto no PPSP a fatia dos títulos públicos marcados na curva é praticamente insignificante, ela responde pela maior parte do PP-2. Assim, o plano de contribuição variável não convive com tanta volatilidade. No fim do ano passado, a Petros comprou R\$ 4 bilhões em títulos públicos para esse fundo e todos foram marcados "na curva".

Com a redução das taxas dos títulos públicos, que hoje estão de 20 a 40 pontos-base abaixo da meta atuarial do plano BD - IPCA mais 5,85% -, a Petros começa a trabalhar na gestão mais ativa da carteira de renda fixa. O volume de negociação ainda é incipiente. No primeiro semestre, a fundação girou R\$ 390 milhões em

títulos públicos diante de uma carteira total de R\$ 42 bilhões. Na comparação com a carteira de renda variável, considerando a parcela mais líquida do plano, a Petros negociou R\$ 2,2 bilhões no período.

As compras no mercado primário de títulos públicos são feitas diretamente pela fundação e corresponderam a 66% dos negócios no primeiro semestre. No mercado secundário, as operações são distribuídas entre Cetip Trader e dez corretoras escolhidas a partir de critérios de seleção desenvolvidos na gestão de Mendes. Nesse período, a fundação operou com apenas duas corretoras: Renascença, que ficou com 6% das operações, e XP Investimentos, com 5,2% - a Cetip Trader concentrou 22,8% das negociações. "Estamos começando a fazer estas operações, por isso o baixo volume. Também não conseguimos operar com dez corretoras", disse o gerente-executivo de Operações de Mercado da Petros, Felipe Cosi.

A Petros também busca aumentar a liquidez se desfazendo de ativos como o FIP Florestal, que, junto com a J&F, é dono da Eldorado. "A operação [de venda] está andando (...). É algo que pode trazer liquidez", disse Mendes. "Estamos tentando negociar da melhor forma possível para que não tenha nenhuma perda em relação à meta atuarial", acrescentou.

No caso dos imóveis, também há um plano de desinvestimento, mas nenhum negócio ainda foi fechado. Mendes disse que foram assinados 37 acordos de confidencialidade. "Nós vamos vender quando tiver o preço adequado, quando estiver acima do valor de livro e dentro do intervalo das três avaliações necessárias nesse tipo de processo", disse.

Desde que assumiu, em setembro de 2016, Mendes também buscou aumentar a exposição ao aluguel de ações, que era praticamente inexistente e hoje corresponde a 22% da carteira da Petros, percentual que tende a aumentar, sem revelar valores. O executivo também extinguiu o aquário que separava a mesa de operações do resto da área de investimentos e está em fase final de contratação de plataforma de negociação por meio da qual poderá operar via algoritmos e reduzir o risco de erros.

Enquanto Mendes e a equipe de investimentos colocam as mudanças em prática, a Petros busca um diretor para área. O processo de seleção está sendo tocado pela Heidrick & Struggles, empresa especializada no recrutamento de executivos, e já se encontra em fase de finalização, disse o presidente da Petros. O novo diretor substituirá Maurício Gutemberg, que pediu demissão no fim de maio, seis meses depois de ter assumido o cargo, alegando motivos pessoais, e virá do mercado, garantiu Mendes, excluindo também a possibilidade de que seja alguém da Petrobras.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Suplemento - Energia - Mercado livre****Autor: Roberto Rockmann****Título: Migração em peso**

Para reduzir a conta de luz em média em 20%, milhares de empresas têm migrado para o mercado livre de energia desde 2015, tendência que deverá se consolidar nos próximos anos num momento em que governo e o setor discutem a ampliação do segmento.

De janeiro de 2015 a junho deste ano, diante da queda dos preços no mercado livre por conta da sobreoferta de energia, mais de três mil indústrias e empresas do setor de serviços deixaram o mercado cativo (atendido pelas distribuidoras) e ganharam liberdade para selecionar seu fornecedor. Hoje, cinco mil empresas estão no novo ambiente de comercialização de energia.

Desse total, cerca de quatro mil são consumidores especiais (com demanda entre 0,5 MW e 2,99 MW que podem contratar energia de fontes renováveis) e cerca de mil consumidores livres (com demanda superior a 3 MW).

Um exemplo do movimento é visto entre os shoppings centers. Em 2006, o primeiro centro comercial migrou para o novo mercado, tornando-se o único consumidor livre do setor por um bom tempo. Desde o ano passado até agora, mais de 40 já fizeram a mudança. A perspectiva de redução de 25% a 30% no custo de energia é um grande atrativo e o movimento cresceu após a alta das tarifas em 2015, quando as contas de luz subiram 50% em média, resultado do uso de térmicas e dos efeitos da MP 579, que tratou da renovação das concessões de geradoras e transmissoras.

Com cerca de 15% do mercado, a Comerc, com 750 clientes em carteira, prevê encerrar o ano com mais 80. Em janeiro de 2015, a empresa gerenciava 250 compradores. "Vários setores da economia estão buscando o mercado livre para reduzir custos em uma conjuntura de desaceleração econômica. No ambiente livre, buscam contratos de três a cinco anos", diz Cristopher Vavlianos, sócio da comercializadora. Em 2018, dependendo do preço da energia no período úmido, o mercado livre tende crescer, segundo ele.

Na Ecom, o crescimento da carteira de clientes deve chegar a 30% e se manter em dois dígitos em 2018. "Temos visto empresas com conta de luz de R\$ 80 mil a R\$ 100 mil mensais buscando a migração", diz Paulo Duarte, sócio.

A expansão também é estimulada por fatores regionais: no Paraná, por alguns anos, as tarifas de energia foram subsidiadas pelo governo estadual, o que não

estimulava a migração. A mudança de governo eliminou essa política. Já na região Norte, no início de 2016, Manaus e a Zona Franca foram interligadas ao sistema nacional de transmissão, o que permitiu que as indústrias instaladas no polo industrial tivessem a opção.

O preço no mercado cativo tende a ficar estabilizado ou ter pequeno acréscimo nos próximos anos, segundo especialistas, o que pode continuar favorecendo a migração. Fruto da MP 579, o governo precisará indenizar as transmissoras de energia por investimentos amortizados antes de 2000, uma conta de cerca de R\$ 50 bilhões a ser repartida entre os consumidores.

Já a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), usada por exemplo para financiar o projeto Luz para Todos, poderia ter de receber um aporte dos consumidores neste ano. O acionamento das térmicas, que já respondem por cerca de um terço da geração do país, é fator adicional de pressão.

No momento, o governo lançou uma consulta pública sobre o novo modelo do setor, que pretende ampliar o mercado livre incluindo empresas com demanda superior a 75 kW, que poderiam migrar para o segmento até 2028. "Essa consulta tende a estimular a migração nos próximos anos, porque o assunto estará ainda mais na mídia. Há uma tendência cada vez maior de empoderamento do consumidor no setor elétrico", destaca Karin Luchesi, vice presidente de operações para mercado do Grupo CPFL Energia.

As novas regras, no entanto, podem reduzir a curto prazo o movimento de migração. A proposta em discussão não faz nenhuma referência à comunhão de cargas (a possibilidade de que consumidores de áreas contíguas ou com diferentes unidades de consumo em um mesmo CNPJ possam somar cargas para superar 0,5 MW de demanda). Isso pode inviabilizar a migração de muitos interessados. "Esse é um ponto de incerteza que receberá contribuições nossas na consulta pública", observa Reginaldo Medeiros, presidente da Associação Brasileira das Comercializadoras de Energia Elétrica (Abraceel).

Segundo a Abraceel, de 2003 até 2016, a economia média resultante da migração para o mercado livre foi de 18%, o que equivale a mais de R\$ 40 bilhões. Mas alguns especialistas contestam esse cálculo, argumentando que a conta teria de considerar contrato por contrato.

A ampliação do mercado livre é uma tendência que coincide com o avanço da microgeração distribuída e das redes inteligentes de energia, o que irá exigir que as distribuidoras adotem um novo modelo de negócios em que terão de buscar mais ganhos no mercado não regulado.

"A ampliação gradual do mercado livre é importante para que os efeitos colaterais, como sobrecontratação, possam ser mitigados sem causar maiores transtornos. A chave do sucesso desse novo modelo será a regulação", diz Nelson Leite, presidente da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica (Abradee).

A AES e a Enel são exemplos nessa direção. Com as pressões ambientais e as redes inteligentes, que abrem o setor para a internet das coisas, as empresas têm adotado uma nova maneira de operar, criando unidades voltadas a participar do universo das startups, de olho em oportunidades de negócios e serviços. A CPFL criou em maio a Envo, para atuar em microgeração distribuída solar.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Suplemento - Energia - Mercado livre

Autor:

Título: Potencial de mudança chega a 300 mil empresas

O novo modelo do setor elétrico, divulgado pelo Ministério de Minas e Energia no início do mês e em fase de consulta pública, prevê a ampliação gradual do mercado livre até 2028, quando todos os consumidores com demanda superior a 75 kW teriam liberdade para comprar de comercializadores ou distribuidoras sua energia.

Isso permitiria que clientes de média e alta tensão pudessem mudar, deixando apenas grande parte dos clientes residenciais no ambiente cativo. As cinco mil empresas que comprem no ambiente livre têm conta de luz superior a R\$ 80 mil mensais, mas o potencial estaria em cerca de 10 mil a 15 mil empresas. Já, com a nova regulação e faixa de demanda, pode-se criar um potencial de 300 mil empresas aptas a migrar, com contas de luz a partir de R\$ 20 mil mensais.

A proposta ainda prevê uma alteração na forma como o ambiente livre é estruturado. Hoje existem os consumidores livres, com demanda superior a 3 MW, que podem contratar energia de qualquer fonte. E os consumidores especiais, com demanda contratada igual ou superior a 500 kW, que podem adquirir energia gerada por fontes renováveis, como eólicas e biomassa.

O governo federal pretende eliminar essa distinção, ou seja, todos terão liberdade de contratar qualquer fonte, ampliando assim a possibilidade de aumento da oferta para o ambiente livre. Há um cronograma de abertura gradual: a partir de 2020, o requisito mínimo de carga cai a 2 MW, em 2021, a 1MW; a partir de 2022, fica reduzido a 500 kW; a partir de 2024, o requisito mínimo de carga recuará para 400 kW.

A proposta do governo aponta que as empresas com demanda inferior a 1 MW deverão obter sua energia de comercializadores, de forma a evitar uma pulverização muito grande dos contratos no mercado livre. A figura do comercializador varejista, com isso, deve ganhar apelo. "O potencial de crescimento do mercado livre fica bastante ampliado. Com o tíquete médio mais baixo, esses clientes terão mais necessidade de gestão dos contratos, o que cria a demanda por produtos adequados e mais flexíveis", diz o presidente da CPFL Brasil, Daniel Marrocos.

Regulamentado em 2015, o comercializador varejista foi criado para tornar mais simples a atuação de empresas de menor porte, que contratam uma gestora para administrar seus contratos na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Hoje seis empresas podem ser comercializadoras varejistas. Um dos riscos é o de crédito, o que tem afastado empresas do segmento.

Um caso é o da Delta Energia. "Por ser representante das empresas na CCEE, é preciso clareza sobre a eventual inadimplência do cliente de uma varejista e como se pode realizar o corte de luz. Hoje o corte para a distribuidora é complicado em muitos casos", diz Geraldo Mota, diretor da empresa.

Em agosto passado, a Fazenda Colorado, localizada em Araras (SP), contratou 0,7 MW médios para consumo, tornando-se a primeira consumidora livre a adquirir energia de uma comercializadora varejista. Por não ter CNPJ, mas ser um condomínio rural constituído de pessoas físicas, a fazenda buscou a figura da comercializadora varejista e não ingressou diretamente como consumidor livre.

Outro motivo para buscar o mercado livre foi a possibilidade de contratar energia de fontes renováveis incentivadas, como as geradas por PCHs, usinas eólicas, solares ou térmicas de biomassa. A Colorado mantém um contrato até 2019, que permite economia mensal de R\$ 50 mil.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Suplemento - Energia - Mercado livre

Autor: Guilherme Meirelles

Título: Economia e previsibilidade de preço tornam contratos atrativos

Os grandes consumidores de energia elétrica (demanda acima de 500 kW) que optaram pelo ambiente de contratação livre (ACL) estão satisfeitos com a economia proporcionada em relação ao modelo do mercado cativo (compra exclusiva da distribuidora). Em algumas situações, a redução na conta chega a 35%, como foi o caso da indústria de embalagens Globalpack, que desde 2014 migrou nove de suas 12 plantas para o novo ambiente de comercialização.

A experiência-piloto foi na unidade de Vinhedo, interior paulista, cujo contrato de fornecimento vai até 2018 e já foi renovado para o ano seguinte. "Em nosso ramo, a energia elétrica representa 12% dos custos. Além da diminuição da conta, a previsibilidade no preço da energia torna possível um melhor planejamento financeiro", afirma Alexandre Fachinelli, gerente de supply chain.

No início do ano passado, a conta mensal da fábrica da Casa do Pão de Queijo, em Itupeva, no interior paulista, ficava em torno de R\$ 130 mil mensais. "Após ingressarmos no mercado livre, por meio de um contrato de três anos de fornecimento, obtivemos redução de 20% e isso nos permite investir na área operacional", comemora Fernando Editore, diretor industrial da empresa, que processa 7 mil toneladas por ano de alimentos.

Na prática, o ACL é um modelo de portabilidade na compra de energia elétrica e nas devidas proporções equivale ao mesmo que é atualmente feito na telefonia. Ocorre que as regras atuais permitem apenas a presença de consumidores acima de 500 kW (ou 0,5 Mw), divididos em duas categorias: livres (acima de 3 Mw, que podem comprar de qualquer fonte geradora) e especiais (entre 0,5 Mw e 3 Mw, obrigadas a contratar apenas energia de fontes limpas). Difere do mercado cativo, no qual se encaixam residências e comércios, obrigados a comprar exclusivamente da distribuidora. Nos países da União Europeia e na maior parte dos Estados Unidos já não há essa distinção.

De acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em maio havia 4.882 empresas (4.017 especiais e 865 livres) - há um ano eram 2.104 consumidores. A grande procura veio após o "tarifaço" determinado pelo governo federal em fevereiro de 2015, que provocou aumento médio de 24,2% nas contas. "Com o tarifaço, nossa conta chegou a R\$ 200 mil. Hoje fica em R\$ 140 mil, até com um consumo maior", diz Walmor Brambilla, gerente de engenharia do Hospital Santa Paula, situado no Itaim, em São Paulo.

Porém, esta margem não deve se manter para os entrantes. "Os preços da energia no mercado livre subiram em função da demanda e hoje a redução está por volta de 20%, o que deve se manter nos próximos meses", afirma Lucas Rodrigues, analista da Safira Energia.

Segundo Reginaldo Medeiros, presidente da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), a economia média do modelo é de 18%. Mas estão previstas alterações na legislação, que devem frear a migração. "O governo pretende mudar os critérios entre consumidores livres e especiais e retirar o desconto na taxa de distribuição, alegando que há subsídio cruzado. Para aquecer o setor, a entidade defende a redução dos atuais limites e permitir a entrada de novos clientes", afirma Medeiros.

A migração do ambiente cativo para o mercado livre demora, em média seis meses, incluindo o aviso prévio à distribuidora, pagamento de taxa para a CCEE, documentação e adequação nos medidores, custos que ficam entre R\$ 15 mil e R\$ 50 mil e são amortizados em até três meses.

A entrada no ACL exige a presença de uma comercializadora, como a Delta Energia, que opera junto a 700 pontos de consumo. "Em 2014, tínhamos 300 pontos. Deveremos chegar a 1.200 até dezembro", diz Debora Mota, gerente de gestão de clientes.

"O ambiente regulatório é seguro. Mas é preciso saber fechar contratos longos com preços travados em momentos favoráveis, em épocas de chuvas e com reservatórios cheios", afirma Samy Grywald, sócio da consultoria e gestora Thymos Energia, que triplicou sua carteira desde 2015.

Com 74 lojas, a rede atacadista Makro investiu R\$ 5 milhões em 2015 na migração de todas as suas unidades. A rede é maior consumidora em seu ramo, com 18 MW médio/ano. Segundo Dario Arroyo, diretor de suprimentos para a América Latina, a economia medida foi de 30%. "A operação envolveu contratos com 32 distribuidoras. Recuperamos o investimento em dois meses, mas o segredo é saber comprar a commodity na baixa", diz.

Maior laje corporativa de São Paulo, com cinco mil m², o condomínio Pátio Victor Malzoni, no Itaim, incluiu a migração em seu processo de redução de custos de energia. Segundo Luiz Groff, hedge do BTG Pactual, que conduziu o processo, a vantagem comparativa em relação ao modelo cativo ficou entre 13% e 17%.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Suplemento - Energia - Mercado livre

Autor: Roberto Rockmann

Título: Indústria do gás discute as novas regras, mas enfrenta obstáculos

Distribuidoras, comercializadoras, produtoras de gás e grandes consumidores estão discutindo a regulação do setor na esteira do plano de venda de ativos da Petrobras. A expectativa é de que as regras sejam anunciadas neste ano. Um dos pontos é o destravamento do mercado de livre de energia, que deverá levar de três a cinco anos para se tornar realidade e deverá ter um crescimento lento, assim como ocorreu com o de energia elétrica. Apesar disso, comercializadoras, como a Ecom e a Comerc já obtiveram autorização da Agência Nacional do Petróleo (ANP), para estar aptas a negociar volumes no mercado que se abre.

Em 2010, o decreto 7.382, que regulamentou a lei 11.909 (Lei do Gás), introduziu a figura do consumidor livre, autoimportador e autoprodutor no âmbito regulatório federal. Passados sete anos, a regulação continua no papel.

A venda de ativos da Petrobras (que já se desfez de sua participação em gasodutos no Sudeste e não deverá entrar na comercialização do gás vindo do Gasoduto Brasil-Bolívia, cujo contrato expira em 2019) abre espaço para uma nova realidade, mas vários obstáculos persistem. O principal deles é a existência de legislações estaduais que se sobrepõem à da União. "Harmonizar os interesses locais e tributários dos Estados em prol de uma legislação única é difícil. O caminho natural seria criar uma alteração na Constituição com disposições gerais sobre o mercado livre em uma lei da União", diz o advogado Raphael Gagliardi, do Demarest Advogados.

Com a falta de regulação, apenas dez Estados normatizaram o mercado livre de energia. Outros, com grande importância no consumo de gás, como a Bahia, quarto maior consumo industrial do país, ainda não estabeleceram a figura do consumidor livre.

Esses mesmos Estados também não regulamentaram o livre acesso a todos os agentes (consumidores livres, produtores, autoprodutores, autoimportadores) mediante o pagamento de tarifas de uso do sistema de distribuição reguladas e públicas. Isso impede, por exemplo, o acesso de pequenos produtores ao mercado.

Mesmo nos dez Estados em que há regulação, existem indefinições. Em Pernambuco, por exemplo, o consumo mínimo exigido é 500.000 m³/dia, mas o maior consumidor estadual consome 130.000 m³/dia.

No Rio de Janeiro, a margem de distribuição é igual para o consumidor cativo e o livre, e o livre ainda pode ter de lidar com o custo de quatro contratos, comercializador, distribuidor, transportador e o próprio gás.

Em São Paulo, o consumidor livre pode adquirir o gás apenas do comercializador, não sendo possível contratar de outros produtores ou importadores. "Há várias zonas cinzentas que precisarão ser resolvidas", afirma o presidente da Associação Brasileira da Indústria do Vidro (Abividro), Lucien Belmonte. O segmento consome dois milhões de metros cúbicos por dia.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Suplemento - Energia - Mercado livre****Autor: Carmen Nery****Título: Tarifa no mercado regulado é 15% mais alta**

Uma das principais variáveis que estimulam a migração para o mercado livre é o valor da energia no ambiente cativo, atendido pelas distribuidoras. Hoje a tarifa de energia no mercado regulado ainda é 15% mais alta, e a tendência é de que continue subindo. O governo já sinalizou que as mudanças em curso no marco regulatório do setor deverão provocar um aumento de 7% nas tarifas de energia, mas a expectativa do mercado é de que o aumento das tarifas nas distribuidoras suba mais do que isso.

Um dos fatores a influenciar a alta nas tarifas de energia no mercado cativo é a descotização sugerida na Proposta de Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico, anunciada, no início de julho, na consulta pública número 33 pelo Ministério das Minas e Energia. As cotas foram introduzidas com a MP 579/2012 na renovação por mais 30 anos das concessões das usinas hidrelétricas - especialmente do Grupo Eletrobrás. As distribuidoras ganharam cotas de energia dessas usinas ao preço de R\$ 60 o MW/h num momento em que a energia custava de R\$ 100 a R\$ 120 o MW/h.

"Hoje um terço das usinas da Eletrobrás, equivalente a 14 GW, operam sob remuneração no regime de cotas, que é deficitário do ponto de vista financeiro, só custeando a questão básica de operação e manutenção. O novo marco quer acabar com o regime de cotas para tornar esse ativo atrativo para a privatização", diz Adriano Giudice, líder da prática de utilities da Accenture para a América Latina.

Na privatização, a expectativa é de que sejam arrecadados R\$ 53 bilhões, sendo que um terço iria para o Tesouro; um terço, para saldar as dívidas da Eletrobrás; e um terço para o consumidor de energia na forma de diminuição de encargo da tarifa. "O problema é que hoje já se fala em aumentar o percentual do valor da outorga para o Tesouro, o que significa que o aumento da tarifa será muito maior do que os 7%", observa Giudice.

Outro fator a pressionar o aumento para o consumidor é o pagamento de indenização às transmissoras que tiveram problemas de investimentos realizados até o ano 2000 não considerados na tarifa durante a renovação da concessão com a MP 579/2012, e que agora estão sendo reconhecidos.

O valor das tarifas vai depender ainda do comportamento das chuvas. Se chover menos, será necessário acionar mais térmicas. Hoje as distribuidoras estão com

sobrecontratação de energia que adquiriram em leilões passados sem prever que o país entraria em recessão. Luiz Augusto Barroso, presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), explica que sobra de energia é custo para a distribuidora - que compra a energia sem ter a garantia de consumo - e pode ser repassado ao consumidor final até um determinado limite. Estima-se que essa sobrecontratação seja da ordem de 111% até 2021, e as concessionárias podem repassar até 5% para as tarifas.

Além disso, a ampliação do mercado liberalizado poderá contribuir para a elevação das tarifas no mercado cativo. O governo planeja reduzir de 3 mil kw para 75 kw o limite mínimo de consumo para ser elegível a migração para o mercado livre nos próximos dez anos. "Dependendo da forma como ocorrer essa migração, pode acontecer que o valor da tarifa no mercado cativo aumente sensivelmente porque a conta da infraestrutura ficará mais cara, havendo menos usuários para dividir o rateio. A migração acelerada, sem uma reorganização do custo da infraestrutura entre os dois ambientes, pode gerar um maior custo no ambiente cativo", alerta Giudice.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Suplemento - Energia - Mercado livre

Autor: Genilson Cezar

Título: Resultado motiva pequenas empresas

O aumento da competitividade é o mais forte motivador da corrida das pequenas empresas para adoção da livre contratação de energia em substituição à utilização da energia adquirida no mercado regulado, convencional, avalia Reginaldo Medeiros, presidente da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel). "O aumento da competitividade, mesmo que seja potencial, traz maior eficiência para todo o mercado", diz Medeiros.

Segundo ele, há no país pelo menos dez mil empresas em processo de migração para o mercado livre de energia. São indústrias, lojas de pequeno e médio porte, como empresas do setor de alimentos, fabricantes de peças, shoppings, bancos, supermercados, hospitais e farmácias. Denominados de consumidores especiais por terem contratos de consumo de energia de 500 kW a 3 mil kW, gastam entre R\$ 60 mil a R\$ 300 mil. Essas empresas buscam comprar energia especial, proveniente de fontes renováveis (biomassa, eólica, solar e pequenas centrais hidrelétricas), pagando menos pelo insumo e com vantagem de desconto de 50% nas tarifas de distribuição.

Na onda de migração dos últimos tempos, o comércio tem papel de destaque. No caso do Shopping Città América e Shopping Gávea, empreendimentos de serviços e entretenimento localizados no Rio de Janeiro, administrados em sistema de

condomínio, a economia de recursos visando ganhos de competitividade foi o grande motivador, destaca Hernani Campelo, administrador das duas empresas. "Para um shopping center, que tem grande percentual de seus custos fixos com a conta de luz, essa economia reverte sempre no reinvestimento em melhorias em outras frentes do empreendimento, como conforto, segurança, eventos, tornando o negócio cada vez mais competitivo e rentável para os lojistas", diz ele.

Distribuídos em três grandes pavimentos, e mais um centro empresarial com 13 prédios, o complexo Città America foi inaugurado em dezembro de 1999. No ano passado, com o Shopping Gávea, resolveu aderir ao mercado livre de energia elétrica, segundo Campelo, como parte de uma série de medidas visando redução de custos para modernização dos empreendimentos. "Em cada um dos shoppings, identificamos uma diminuição em torno de 30% nos gastos com energia. Além disso, garantimos o preço da energia em longo prazo através de contrato com valor fixo assegurado até o ano 2021", afirma.

Para o Hospital Santa Cruz, de São Paulo, referência como hospital geral de médio porte, com mais de dois mil médicos credenciados e 169 leitos, mantido pela Sociedade Brasileira e Japonesa de Beneficência Santa Cruz, o processo de migração da energia elétrica convencional para a energia obtida por meio do ambiente de contratação livre causará um impacto financeiro positivo para a instituição. Segundo estimativas da direção do hospital, os custos com a energia elétrica devem diminuir em cerca de 20%.

Além dos custos da energia mais baixos, as empresas ganham também mais previsibilidade no orçamento. Nos contratos do mercado livre, por exemplo, é possível pré-determinar o preço, prazo e índice de reajuste, negociando diretamente com os vendedores da energia. São benefícios muito relevantes em um cenário de crise econômica como a atual, assinala Christopher Vlavianos, presidente da Comerc Energia. "No caso de uma empresa de pequeno ou médio porte, uma redução de custo na conta de energia pode fazer uma diferença bem relevante na hora de equilibrar as contas", afirma.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Suplemento - Energia - Mercado livre

Autor: Domingos Zapparoli

Título: Número de usinas deve triplicar no ano

Entre janeiro e junho de 2017, as usinas de microgeração distribuída registradas na Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) saltaram de 7.658 para 12.340. A potência total instalada é de 139.993,07 KW, sendo 98% por geração fotovoltaica. O sistema permite que o consumidor gere energia por fonte renovável e,

conectado à rede de distribuição, receba créditos nos meses em que sua produção supera o consumo.

A expectativa é que as usinas de microgeração cheguem perto de 20 mil em dezembro, informa Nelson Colaferro, fundador da consultoria Blue Sol e presidente do conselho de administração da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar). "O consumidor ainda está conhecendo o sistema, testando, nos próximos anos a microgeração distribuída vai crescer em velocidade acelerada", diz. A projeção da Aneel é que 1,2 milhão de consumidores produzam sua própria energia em 2024, com 4,5 GW de potência instalada.

Segundo Colaferro, boa parte desse crescimento será resultado da Resolução 687 da Aneel, publicada em março do ano passado, que criou três novas modalidades de microgeração distribuída. Até então, apenas a própria unidade de consumo, uma casa por exemplo, podia gerar e receber crédito. Uma nova modalidade é a de condomínios residenciais e comerciais. Outra é a geração compartilhada, que permite a associação de diferentes consumidores por meio de cooperativas e consórcios.

A terceira nova modalidade é a de autoconsumo remoto, onde a geração está em local diferente das unidades consumidoras que fazem uso dos créditos gerados. Permite, por exemplo, uma empresa instalar um parque gerador e abastecer todas suas filiais conectadas por uma mesma concessionária de energia.

O autoconsumo remoto é a nova modalidade que mais cresce. Já são 846 microgeradores listados na Aneel, gerando crédito para 2.209 unidades de consumo. O Banco Itaú planeja construir um parque gerador em Belo Horizonte para atender 150 agências locais. A rede de farmácias Pague Menos já abastece seu centro de distribuição e 38 lojas no Ceará. Até 2019, planeja conectar todas suas 1.005 lojas pelo sistema, gerando uma economia na conta de energia da rede de R\$ 11 milhões por ano.

Em Ribeirão Preto (SP), o grupo agropecuário Beabisa investiu R\$ 163 mil em fevereiro para cobrir o curral para 300 cabeças de gado da fazenda Rio da Mata com placas fotovoltaicas com potencial instalado de 25 KWp, suficiente para cobrir 90% de um custo de energia mensal de R\$ 3,2 mil, envolvendo os gastos na própria fazenda, onde há três casas de trabalhadores, no escritório da empresa na cidade, e também os gastos do apartamento dos proprietários. "Os equipamentos possuem vida útil de 25 anos. Em menos de sete anos, vamos obter o retorno do investimento. Depois é lucro", diz Rodolfo Biagi, diretor da Beabisa.

Entre as novas modalidades de microgeração distribuída, as que envolvem condomínios ainda não deslancharam. Em junho, havia apenas um sistema registrado na Aneel. Hubert Gebara, vice-presidente de Administração Imobiliária e Condomínios do Secovi-SP, diz que a regulamentação é atraente, uma vez que o consumo de energia elétrica na área comum dos prédios residenciais responde por entre 10% e 12% das despesas de condomínio. Uma usina com grande capacidade também pode gerar descontos nas contas individuais dos condôminos.

Gebara observa, porém, que nos empreendimentos já construídos raramente há espaço para instalações fotovoltaicas. "Acredito que será uma tendência forte entre os novos empreendimentos, que já serão projetados para receber os equipamentos", diz. Segundo Gebara, é perceptível o interesse das incorporadoras, uma vez que a geração própria de energia pode se transformar em um diferencial para a comercialização dos prédios.

A construtora MRV saiu na frente. Em 2017 a empresa lançará 17 mil imóveis em 34 condomínios dotados de infraestrutura capaz de gerar energia solar para as áreas comuns dos empreendimentos. A empresa também desenvolve um plano piloto em um condomínio de 440 apartamentos no bairro da Pampulha, em Belo Horizonte, com infraestrutura fotovoltaica com 500 KW de potência. "A ideia é zerar a conta elétrica de todas as residências", diz o diretor comercial Rodrigo Resende.

A usina solar acrescenta um custo de R\$ 5 mil em cada imóvel, que tem preço final de R\$ 190 mil. Mas o acréscimo também é incorporado ao financiamento atrelado ao programa Minha Casa Minha Vida, que será pago em 360 meses. O morador fica livre de uma conta de energia mensal média de R\$ 150 por 25 anos.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Suplemento - Energia - Mercado livre

Autor: Genilson Cezar

Título: Redução de custos pesa na escolha em Manaus

Possibilidade de redução de custos, escolha da fonte de energia e ganho de previsibilidade no orçamento são as vantagens alardeadas pelas empresas da Zona Franca de Manaus e de outras cidades da região Norte do país que estão migrando do uso de energia elétrica convencional para o ambiente livre contratação.

De maio de 2016 a maio deste ano, pelo menos 120 unidades consumidoras do Amazonas optaram pela contratação de energia no mercado livre, informa Rui

Altieri, presidente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), entidade que viabiliza a comercialização de energia elétrica no Brasil.

A Panasonic de Manaus, montadora de eletroeletrônicos da Zona Franca, é uma delas. Em dezembro do ano passado, a empresa obteve uma economia de 22% na sua conta de luz, após a migração para o mercado livre, e prevê um corte médio de 15% (períodos menos favoráveis) a 20% nos próximos três anos de seu contrato. Empresas do setor público, como a Manaus Ambiental, que opera em parceria com os grupos Águas do Brasil e Solvi - Soluções para a Vida, também aderiram ao novo ambiente.

Para a Honda, com fábrica na Zona Franca, a principal motivação é a inovação de mercado. "Com a abertura do sistema de livre energia abriu-se um leque de oportunidades não somente pelos valores econômicos atrativos e livre concorrência, mas também pelo ponto de vista de sustentabilidade, uma vez que podemos adquirir energia de fontes renováveis", diz um porta-voz da empresa. Segundo a Honda, a migração para o mercado livre de energia representa a oportunidade de planejar os custos de energia na produção, visto que a regulamentação da energia elétrica convencional é uma decisão governamental.

O mercado livre já crescia nas demais regiões do país desde 2002, mas com a interligação de Manaus com o restante do território brasileiro, a partir da subestação da hidrelétrica de Tucuruí (PA), em 2012, as empresas da região Norte deram um salto em direção ao mercado livre de energia. "Passaram a aproveitar esse benefício de menor custo das tarifas", conta Christopher Vlavianos, presidente da Comerc Energia, que comercializa e gerencia o fornecimento de energia elétrica para a Panasonic de Manaus e mais 20 outras empresas da região.

Segundo a Thymos Energia, consultoria e gestão de energia, só Manaus reúne cerca de 400 empresas que podem migrar para o mercado livre de energia elétrica. No total, a Amazonas Energia abastece mais de três mil empresas de diferentes portes. A estimativa da Thymos considera as características do parque industrial da ZF, mas também os serviços prestados por outras empresas da região. "O acesso ao mercado livre é uma das grandes vantagens de a região ter sido ligada ao Sistema Integrado Nacional (SIN), podendo adquirir energia produzida por hidrelétricas de todo o país", diz Sami Grynwald, gerente de inteligência de mercado e gestão de energia da consultoria. A redução do preço é um dos maiores incentivos, diz José Maurício Carvalho, sócio-diretor da Ecom Energia. O preço cobrado pelas concessionárias está em R\$ 180 por kWh, enquanto no mercado cativo, regulado pelo governo federal, é de R\$ 250 kWh.

VEÍCULO: Valor Econômico**Seção: Suplemento - Energia - Mercado livre****Autor: Domingos Zapparoli****Título: Rede Pague Menos vai conectar todas suas 1005 lojas**

A rede de farmácias Pague Menos programa assinar até setembro os contratos com geradores de energia solar que irão resultar em créditos para todas as suas lojas no País, que hoje totalizam 1005 nas 27 unidades federativas, seus quatro centros de distribuição e a matriz em Fortaleza (CE). A ideia é proporcionar uma economia com gastos de energia elétrica de R\$ 11 milhões por ano a partir de 2019, em uma conta que no ano passado fechou em R\$ 62 milhões.

O projeto se enquadrará na Resolução 687 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) na modalidade de autoconsumo remoto, onde a geração distribuída de energia elétrica está em local diferente das unidades consumidoras que fazem uso dos créditos gerados, mas conectadas por uma mesma concessionária de energia.

Eduardo Dias, gerente executivo e financeiro da Pague Menos, diz que duas empresas serão as responsáveis por instalar e operar os parques geradores fotovoltaicos em todas as regiões do País. Uma já foi escolhida, é a Hélio Energias Renováveis, e a outra será escolhida em um processo de cotação onde há oito concorrentes.

A estrutura e a capacidade dos parques fotovoltaicos não estão definidas. Todos os investimentos ficarão por conta das operadoras, que poderão gerar energia além da demanda da Pague Menos.

O contrato não prevê desembolsos da Pague Menos, que entrará apenas com a garantia de consumo por até 20 anos. "É um bom acordo, não comprometemos nosso capital e as geradoras de energia têm retorno certo de seus investimentos", afirma Dias.

A Pague Menos já conta com abastecimento de energia solar para unidades no Ceará e em Goiás. Em 2015 a Hélio Energias instalou uma usina geradora no centro de distribuição da rede de farmácias em Fortaleza. O sistema utiliza 588 placas fotovoltaicas, ocupando 988 m² instalados na cobertura do CD, suprimindo 67% da demanda de energia do local, proporcionou uma economia mensal de R\$ 32 mil.

Em 2016, a Hélio Energias instalou um parque gerador solar no CD da Pague Menos em Hidrolândia (GO), capaz de suprir toda a demanda do centro de

distribuição e abastecer mais duas farmácias da cidade, numa economia mensal estimada em R\$ 57,5 mil.

Em outubro do ano passado, a Pague Menos fez acordo com a Prátil, empresa de energia alternativa da concessionária Enel, que instalou um condomínio solar com vários lotes de microgeração que são utilizados na modalidade de autoconsumo remoto. O condomínio instalado em Limoeiro do Norte, no Ceará, conta com 3.420 placas fotovoltaicas com potência instalada de 1.060 KWp. A economia mensal deve ser de 20%.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Suplemento - Energia - Mercado livre

Autor: Roberto Rockmann

Título: Risco hidrológico pode ser resolvido

Um dos maiores imbróglis do setor elétrico, a guerra de liminares que impede a cobrança de R\$ 2 bilhões no mercado livre referentes à exposição ao déficit hídrico, pode estar perto de ser resolvida. Sempre que a geração das hidrelétricas, fator conhecido como GFS (Generation Scaling Factor), não corresponde a 100% do volume previsto pelo sistema elétrico em determinado mês, as usinas ficam expostas, o que tem ocorrido com frequência desde 2013.

Divulgada na nota técnica 33, lançada recentemente pelo Ministério de Minas e Energia, a proposta do governo federal é analisar o impacto financeiro da questão desde 2013, quando a seca começou a reduzir o volume dos reservatórios das hidrelétricas e ampliou a geração térmica, e assim estender o prazo de concessão das usinas afetadas para compensar as perdas financeiras que elas tiveram, por gerarem energia menos que o estipulado nos contratos e terem de adquirir os volumes que faltavam com outras fontes e preços. Também será aberto o parcelamento dos pagamentos em atraso para as geradoras que aceitarem.

Quando as chuvas não vêm, as turbinas hidráulicas não funcionam a plena carga, enquanto as usinas termelétricas têm de funcionar sem interrupção para poupar os reservatórios, o que eleva o preço da energia elétrica. Sem poder atender aos contratos firmados com seus compradores, os geradores têm de ir ao mercado comprar a energia que não puderam gerar pela estiagem. A partir de 2012, o nível dos reservatórios começou a sofrer uma redução considerável, afetando a geração das usinas hidrelétricas.

Em janeiro de 2013, o GSF atingiu o menor patamar da análise histórica (0,75). Ou seja, a geração hidráulica ficou 25% abaixo da soma de toda a garantia física dos contratos. Em 2014, o problema se manteve com a falta de chuvas sobre os reservatórios. Desde janeiro de 2014, a produção termelétrica se manteve no

patamar de 14.000 MW médios, enquanto a média do GSF ficou em 0,91 em 2015.

"A proposta do governo traz otimismo, ela retroage até 2013, início do problema, e expõe que parte da geração das térmicas ocorreu independente de critérios técnicos", diz Fabiano Brito, do Mattos Filho Advogados. "A proposta parece ter agradado ao mercado com a extensão da outorga proporcional aos prejuízos financeiros desde 2013 e não apenas de 2015 em diante", diz Pedro Dante, do Demarest Advogados.

Inicialmente, o governo estava disposto apenas a analisar a questão de 2015 em diante. Em julho de 2015, o governo federal divulgou a MP 688, que tratava do tema, mas apenas resolveu o impasse no mercado cativo, no qual se permitiu que as hidrelétricas comprem um "seguro" e transfiram o risco hidrológico para o consumidor. No ambiente livre de negociação, não houve adesões à proposta.

Mais de 100 produtores e associações de hidrelétricas entraram com ações para limitar ou eliminar prejuízos decorrentes do GSF. Se aderirem à proposta do governo, as empresas terão de abandonar suas liminares. Por ser um problema bilionário e que trava as liquidações de curto prazo no mercado, especialistas acreditam que uma medida provisória pode resolver.

VEÍCULO: Valor Econômico

Seção: Suplemento - Energia - Mercado livre

Autor: Domingos Zaparolli

Título: Número de usinas deve triplicar no ano

Entre janeiro e junho de 2017, as usinas de microgeração distribuída registradas na Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) saltaram de 7.658 para 12.340. A potência total instalada é de 139.993,07 KW, sendo 98% por geração fotovoltaica. O sistema permite que o consumidor gere energia por fonte renovável e, conectado à rede de distribuição, receba créditos nos meses em que sua produção supera o consumo.

A expectativa é que as usinas de microgeração cheguem perto de 20 mil em dezembro, informa Nelson Colaferro, fundador da consultoria Blue Sol e presidente do conselho de administração da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar). "O consumidor ainda está conhecendo o sistema, testando, nos próximos anos a microgeração distribuída vai crescer em velocidade acelerada", diz. A projeção da Aneel é que 1,2 milhão de consumidores produzam sua própria energia em 2024, com 4,5 GW de potência instalada.

Segundo Colaferro, boa parte desse crescimento será resultado da Resolução 687 da Aneel, publicada em março do ano passado, que criou três novas modalidades de microgeração distribuída. Até então, apenas a própria unidade de consumo, uma casa por exemplo, podia gerar e receber crédito. Uma nova modalidade é a de condomínios residenciais e comerciais. Outra é a geração compartilhada, que permite a associação de diferentes consumidores por meio de cooperativas e consórcios.

A terceira nova modalidade é a de autoconsumo remoto, onde a geração está em local diferente das unidades consumidoras que fazem uso dos créditos gerados. Permite, por exemplo, uma empresa instalar um parque gerador e abastecer todas suas filiais conectadas por uma mesma concessionária de energia.

O autoconsumo remoto é a nova modalidade que mais cresce. Já são 846 microgeradores listados na Aneel, gerando crédito para 2.209 unidades de consumo. O Banco Itaú planeja construir um parque gerador em Belo Horizonte para atender 150 agências locais. A rede de farmácias Pague Menos já abastece seu centro de distribuição e 38 lojas no Ceará. Até 2019, planeja conectar todas suas 1.005 lojas pelo sistema, gerando uma economia na conta de energia da rede de

R\$ 11 milhões por ano.

Em Ribeirão Preto (SP), o grupo agropecuário Beabisa investiu R\$ 163 mil em fevereiro para cobrir o curral para 300 cabeças de gado da fazenda Rio da Mata com placas fotovoltaicas com potencial instalado de 25 KWp, suficiente para cobrir 90% de um custo de energia mensal de R\$ 3,2 mil, envolvendo os gastos na própria fazenda, onde há três casas de trabalhadores, no escritório da empresa na cidade, e também os gastos do apartamento dos proprietários. “Os equipamentos possuem vida útil de 25 anos. Em menos de sete anos, vamos obter o retorno do investimento. Depois é lucro”, diz Rodolfo Biagi, diretor da Beabisa.

Entre as novas modalidades de microgeração distribuída, as que envolvem condomínios ainda não deslancharam. Em junho, havia apenas um sistema registrado na Aneel. Hubert Gebara, vice-presidente de Administração Imobiliária e Condomínios do Secovi-SP, diz que a regulamentação é atraente, uma vez que o consumo de energia elétrica na área comum dos prédios residenciais responde por entre 10% e 12% das despesas de condomínio. Uma usina com grande capacidade também pode gerar descontos nas contas individuais dos condôminos.

Gebara observa, porém, que nos empreendimentos já construídos raramente há espaço para instalações fotovoltaicas. “Acredito que será uma tendência forte

entre os novos empreendimentos, que já serão projetados para receber os equipamentos”, diz. Segundo Gebara, é perceptível o interesse das incorporadoras, uma vez que a geração própria de energia pode se transformar em um diferencial para a comercialização dos prédios.

A construtora MRV saiu na frente. Em 2017 a empresa lançará 17 mil imóveis em 34 condomínios dotados de infraestrutura capaz de gerar energia solar para as áreas comuns dos empreendimentos. A empresa também desenvolve um plano piloto em um condomínio de 440 apartamentos no bairro da Pampulha, em Belo Horizonte, com infraestrutura fotovoltaica com 500 KW de potência. “A ideia é zerar a conta elétrica de todas as residências”, diz o diretor comercial Rodrigo Resende.

A usina solar acrescenta um custo de R\$ 5 mil em cada imóvel, que tem preço final de R\$ 190 mil. Mas o acréscimo também é incorporado ao financiamento atrelado ao programa Minha Casa Minha Vida, que será pago em 360 meses. O morador fica livre de uma conta de energia mensal média de R\$ 150 por 25 anos.

MME / ASCOM