

Ministério de Minas e Energia
Assessoria de Comunicação Social – ASCOM

Destaque: (em negrito) Matérias que citam o Ministro Bento Albuquerque ou o MME:

Sumário

VEÍCULO: Valor Econômico.....	2
Título: Belo Monte passa a ser maior hidrelétrica brasileira	2
Título: União pode manter golden share na Eletrobras após privatização	3
Título: Curtas	5
Título: Governo depende do TCU para sair do sufoco	6
Título: TCU cobra melhor gestão do pré-sal	8
Título: Queda de embarques da BHP sustenta preços do minério	10
Título: Restrição da Indonésia na exportação favorece níquel.....	11
Título: Alcoa divulga prejuízo no 2º trimestre	13
VEÍCULO: O Estado de S. Paulo	14
Título: Angra 3 entra em programa de privatizações	14
VEÍCULO: Folha de S. Paulo	15
Título: Bolsonaro inclui Angra 3 no PPI para tentar viabilizar obras.....	15
VEÍCULO: O Globo.....	15
Título: A ‘milícia’ virtual de Bolsonaro	15
Título: O que mudou e falta mudar no gás	16
Título: Investidores pedem arbitragem contra Vale por Brumadinho.....	18
VEÍCULO: Correio Braziliense.....	19
Título: Itaú amplia investimento solar no interior de Minas	19
Título: Energia renovável: falta ao Brasil adotar metas.....	21
Título: Internet das coisas chega a duas usinas mineiras	22

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 18/07/2019****Seção: Empresas****Autor: Rodrigo Polito | Do Rio****Título: Belo Monte passa a ser maior hidrelétrica brasileira**

A Eletrobras prevê concluir em dezembro deste ano a construção da hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu, no Pará. Com investimentos de R\$ 42 bilhões, a usina terá 11.233 megawatts (MW) de potência instalada. "A 18ª e última [turbina] esperamos comissionar até dezembro, e concluir a obra", disse o presidente da Eletrobras, Wilson Ferreira Júnior, ao **Valor**.

O executivo participou ontem da inauguração da 14ª unidade geradora de Belo Monte. Com a operação dessa máquina, a capacidade instalada da usina soma agora 8,788 mil MW, superando Tucuruí (8,370 mil MW), também no Pará, e se tornando a maior hidrelétrica 100% brasileira.

A usina de Itaipu, seguirá maior que Belo Monte com 14 mil MW de potência instalada. Como a hidrelétrica é binacional e pertence ao Brasil e ao Paraguai, cada país é dono de 50% da energia do empreendimento. Por isso, apenas a fatia de 7 mil MW é considerada brasileira.

Presente ao evento ontem, **o ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque**, afirmou que Belo Monte significa a ampliação da capacidade do parque de geração brasileiro, predominantemente de energia renovável e capaz de atender a demanda da sociedade e do parque industrial brasileiro. "A obra vem gerando também desenvolvimento regional, compromissos sociais, responsabilidade ambiental, preservação cultural, educação, inovação em tecnologia do Brasil, feita por brasileiros, e sobretudo intensa integração com a população local", acrescentou.

Segundo Ferreira Júnior, a 15ª máquina de Belo Monte está em processo de comissionamento. Com isso, restarão apenas três turbinas para entrarem em operação. De acordo com o MME, a energia fornecida por Belo Monte já atende a 60 milhões de consumidores. A hidrelétrica terá, no total, 24 turbinas, sendo 18 na casa de força principal, totalizando 11 mil MW de potência, além de seis máquinas de menor porte na casa de força complementar, no sítio Pimental, somando 233 MW.

O grupo Eletrobras possui 49,98% de participação na Norte Energia, empresa responsável por Belo Monte. A holding tem 15%, enquanto Eletronorte detém 19,98% e Chesf, 15%. Os demais sócios são Neoenergia (10%), Petros (10%), Funcef (10%), Aliança Norte Energia (Vale e Cemig, com 9%), Sinobras (1%), Amazônia Energia (Light e Cemig, com 9,77%) e J. Malucelli Energia (0,25%).

A Norte Energia venceu o leilão da hidrelétrica, oferecendo um valor de R\$ 78 por megawatt-hora (MWh), um deságio de 6% sobre o preço máximo estipulado no edital (R\$ 83/MWh). O contrato de concessão da usina tem prazo de 35 anos. Inicialmente, Belo Monte tinha previsão de investimentos de R\$ 19 bilhões e era o segundo projeto mais caro do então Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), ficando atrás apenas do trem-bala, entre Rio de Janeiro e São Paulo.

O empreendimento possui financiamento contratado com o BNDES no valor de R\$ 18,8 bilhões. Desse total, já foram desembolsados R\$ 16,816 bilhões.

A usina fechou 2018 com receita líquida de R\$ 4,257 bilhões, com crescimento de 63,8%, e lucro líquido de R\$ 1,074 bilhão, contra um resultado de R\$ 16,3 milhões contabilizados em 2017.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 18/07/2019

Seção: Brasil

Autor: Fabio Graner e Rafael Bitencourt | De Brasília

Título: União pode manter golden share na Eletrobras após privatização

O governo estuda se, no processo de privatização da Eletrobras em elaboração, a União terá uma "golden share". Trata-se de um tipo de ação especial que dá poderes específicos ao detentor. A decisão sobre isso ainda será tomada e o **Valor** apurou que há avaliações de que a adoção desse mecanismo poderia facilitar o processo de tramitação do projeto de lei (PL) autorizando a perda de controle da estatal pelo Estado a partir da capitalização da companhia.

Por outro lado, a ala mais liberal do governo não vê muito sentido econômico nesse modelo, dado que o poder estatal sobre o setor elétrico pode ser exercido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Após perder o controle da empresa com a operação de aumento de capital (venda primária de novas ações em mercado), a equipe econômica deve fazer uma oferta secundária de ações para reduzir ou até eliminar seu estoque de papéis da empresa. A ideia é aproveitar uma esperada valorização da companhia com a privatização, gerando mais recursos para o governo reduzir

sua dívida, já que essa oferta secundária não geraria impacto primário nas contas.

Essa operação, em suas diferentes etapas (oferta primária e secundária de ações), seria uma das prioridades da agenda de privatizações do "pós-Previdência"

Por questões de estratégia, o governo deve enviar um novo projeto de lei com teor bastante semelhante ao que já está nos escaninhos do Congresso Nacional, mas com possibilidade de ser mais enxuto.

A intenção é pedir autorização ao Congresso para incluir a empresa no Programa Nacional de Desestatização (PND) e a alteração do regime contratual das usinas com remuneração reduzida (a chamada "descotização"). A Eletrobras pagaria outorga ao Tesouro Nacional pela renovação dos contratos.

A privatização ocorreria a partir da diminuição para menos de 50% da participação da União no capital da empresa. O tamanho exato dessa diluição será definido de forma a garantir não só a perda de controle acionário, mas também a gerar recursos para a Eletrobras pagar pela renovação de suas outorgas.

No governo passado, a estimativa oficial era que esse pagamento geraria uma receita primária ao Tesouro de R\$ 12 bilhões. Mas a atual equipe econômica já disse publicamente acreditar que essa arrecadação poderia ser significativamente maior, o que confirma avaliações de bastidores que vinham desde a era Michel Temer.

O trabalho de técnicos dos ministérios da Economia e de Minas e Energia para definir o modelo de privatização da Eletrobras e o texto do projeto de lei que tratará do assunto tomou, de fato, novo fôlego após a aprovação da reforma da Previdência, em primeiro turno, na Câmara dos Deputados na semana passada.

Fontes oficiais afirmaram ao **Valor** que ainda não foi redigido o texto final do PL, que vai viabilizar a privatização da estatal por meio da operação de capitalização da empresa. Por esta razão, e também pela necessidade de concentrar esforços em garantir a aprovação da reforma da Previdência. A proposta legislativa ainda não foi apresentada pelos ministros Paulo Guedes (Economia) e **Bento Albuquerque (Minas e Energia)** ao presidente Jair Bolsonaro.

A avaliação é de que boa parte do modelo de desestatização proposto pelo governo Temer deverá ser aproveitada, mas sem necessariamente incluir tudo no PL. As decisões de ceder o controle da União e estabelecer limite de aquisição de ações por grupo privado, por exemplo, não precisariam constar no novo texto que será enviado ao Congresso.

A venda da Eletrobras é um dos temas que podem gerar maior polêmica para o governo Bolsonaro. O próprio presidente inicialmente mostrava resistência com a ideia, temendo o controle estrangeiro (especialmente dos chineses, que estão atuando forte nessa área) sobre uma empresa vista como estratégica, dado que é a maior da área de energia.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 18/07/2019

Seção: Brasil

Autor:

Título: Curtas

Angra 3 no PPI

O governo federal determinou a qualificação da Usina Termonuclear Angra 3 no Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) com o objetivo de ampliar a interação entre o Estado do Rio e a iniciativa privada por meio de contratos de parceria e de outras medidas de desestatização no setor de energia nuclear. A determinação consta em decreto assinado pelo presidente Jair Bolsonaro, pelo **ministro das Minas e Energia, Bento Albuquerque**, e pelo chefe da secretaria de governo, general Luiz Eduardo Ramos Baptista Pereira, no "Diário Oficial da União". Segundo o texto, há a necessidade de ampliar a viabilização de mecanismos de empreendimento na Angra 3 definindo um modelo jurídico e operacional com estudos de avaliação técnica, econômico e financeiro que permitam a seleção competitiva de parceiros privados.

Energia cresce menos

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) espera que o crescimento da carga (consumo mais perdas) de energia este ano seja menor do que o previsto inicialmente, afirmou o diretor-geral do órgão, Luiz Eduardo Barata. Segundo ele, a frustração da estimativa se deve ao desempenho mais fraco da economia ao longo de 2019. A revisão da projeção oficial será divulgada até setembro, em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

VEÍCULO: Valor Econômico**Data: 18/07/2019****Seção: Brasil****Autor: Ribamar Oliveira****Título: Governo depende do TCU para sair do sufoco**

Todo o sufoco vivido atualmente pelos ministérios - alguns deles não têm dinheiro para chegar a dezembro - poderia ser evitado se o Tribunal de Contas da União (TCU) concluísse a sua análise sobre o megaleilão dos excedentes de petróleo da cessão onerosa e sobre a revisão do contrato feito entre a União e a Petrobras.

Uma montanha de dinheiro está prevista para ingressar nos cofres do Tesouro até o fim deste ano, mas o governo não pode incluir os recursos em sua previsão de receita orçamentária por não saber quais serão as decisões do TCU. Já há dúvidas no alto escalão do governo se, efetivamente, o leilão será realizado em novembro, como programou a Agência Nacional do Petróleo (ANP), ou se será novamente adiado.

A área técnica do Ministério da Economia se queixa das perguntas intermináveis do TCU e algumas delas sobre questões que se achava já terem sido resolvidas em 2018. Para ter uma ideia, ontem, em consulta feita nos processos que tratam do assunto, o **Valor** verificou que houve novos pedidos de informações registrados no dia anterior.

O risco é leilão da cessão onerosa ser adiado novamente

A instrução normativa 81 do tribunal estabelece um prazo de 75 dias para a área técnica encaminhar sua proposta de mérito sobre o assunto analisado ao ministro relator do processo.

O problema é que o prazo só começa a contar depois que todos os documentos solicitados são recebidos. A questão é que os pedidos de informação feitos pela área técnica do TCU ao governo sobre a cessão onerosa e o leilão do excedente do petróleo não param.

Ontem, por exemplo, em decisão do plenário dos ministros, o tribunal passou a exigir que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) apresente justificativa técnica detalhada sobre as áreas que entrarem ou ficarem de fora dos leilões de partilha de produção. A nova regra já valerá para o megaleilão do excedente da cessão onerosa.

Para os técnicos do TCU, há "obscuridade" na forma de classificação das áreas que entram nos leilões de partilha, segundo reportagem do jornalista Rafael

Bitencourt, publicada ontem à noite no **Valor PRO**. O problema maior, segundo os técnicos, ocorre quando uma área com forte potencial econômico é leiloada no regime de concessão, o que reduziria consideravelmente os ganhos da União.

Se pudesse incluir os recursos do megaleilão em sua programação orçamentária e financeira deste ano, o governo reverteria o contingenciamento de R\$ 30 bilhões realizado nas dotações orçamentárias e cumpriria com folga a meta fiscal deste ano. O maior gasto da União neste resto de ano iria ajudar a estimular a atividade econômica, junto com as outras medidas que o ministro da Economia, Paulo Guedes, promete anunciar nos próximos dias.

O megaleilão do excedente de petróleo dos campos que foram cedidos de forma onerosa à Petrobras está marcado para o dia 6 de novembro. Pelo cronograma, as empresas vencedoras devem fazer o pagamento do bônus de assinatura no dia 27 de dezembro, segundo informou a ANP. Não há dúvidas no mercado sobre o sucesso deste leilão, pois as grandes companhias internacionais que atuam no setor já manifestaram interesse.

A exploração do petróleo excedente da cessão onerosa será feita sob regime de partilha de produção. As empresas vencedoras pagarão um bônus por ocasião da assinatura de cada contrato. Serão vencedoras do leilão aquelas que oferecerem uma maior participação à União no óleo extraído. O valor total do bônus de assinatura foi fixado em R\$ 106,5 bilhões. Mas nem todo esse dinheiro entrará nos cofres do Tesouro.

A União aceitou pagar uma compensação à Petrobras no valor de US\$ 9,058 bilhões, na revisão do contrato da cessão onerosa para exploração de 5 mil barris de petróleo no pré-sal, firmado em 2010. Ao câmbio de ontem, a compensação correspondia a R\$ 34,06 bilhões. Isto significa que, depois de pagar a Petrobras, o Tesouro ficaria com R\$ 72,4 bilhões.

Em abril deste ano, o deputado Paulo Pereira da Silva (Solidariedade-SP) ingressou com uma representação junto ao TCU solicitando que a União seja impedida de pagar a compensação à Petrobras, no âmbito da revisão do contrato da cessão onerosa, com o argumento de que não há prévia autorização orçamentária para a realização da despesa e que o pagamento fere o teto de gastos, instituído pela emenda constitucional 95/2016.

O pedido do deputado ainda não foi apreciado, pois, segundo explicações do TCU ao **Valor**, o governo federal se comprometeu a esperar uma solução legislativa para a questão, que veio por meio da proposta de emenda constitucional (PEC) 98/2019, já aprovada pela Câmara. Por esta PEC, a compensação paga à Petrobras pela União, no âmbito da revisão do acordo da

cessão onerosa, fica excluída do teto de gastos. A proposta será agora votada pelo Senado.

A PEC 98/2019 determina também que 15% do valor arrecadado com o leilão do excedente, depois de deduzida a compensação à Petrobras, seja transferido aos Estados, e outros 15%, aos municípios. Assim, em termos líquidos, o Tesouro ficaria com R\$ 50,7 bilhões, dinheiro mais do que suficiente para tirar os ministérios do atual sufoco.

A ANP abriu consulta pública sobre o leilão e a previsão é de que até o dia 6 de setembro o edital definitivo seja publicado. Se o TCU concluir a sua análise até essa data, uma autoridade do governo disse ao **Valor** que os recursos do megaleilão poderão ser incluídos na previsão de receita orçamentária. No dia 22 de setembro, o governo terá que enviar ao Congresso o relatório de avaliação de receitas e despesas relativo ao quarto bimestre do ano. A inclusão dos recursos do megaleilão seria feita no relatório.

O temor do governo é incluir os recursos do megaleilão na sua previsão de receita, reverter o contingenciamento, e, caso o leilão seja adiado por alguma questão levantada pelo TCU, correr o risco de não cumprir a meta de resultado primário deste ano, o que é considerado crime de responsabilidade.

Ribamar Oliveira é repórter especial e escreve às quintas-feiras

E-mail: ribamar.oliveira@valor.com.br

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 18/07/2019

Seção: Brasil

Autor: Rafael Bitencourt | De Brasília

Título: TCU cobra melhor gestão do pré-sal

O Tribunal de Contas da União (TCU) questionou ontem a competência do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para definir as áreas das rodadas de leilões no regime de partilha. O posicionamento dos ministros da corte partiu da constatação de que há falta de transparência nos critérios de seleção que definem se uma área vai entrar nesse tipo de certame por ser considerada "estratégica" ao oferecer grande potencial econômico.

A partir de agora, o tribunal exige que o CNPE, formado por ministros, apresente justificativas técnicas mais detalhadas sobre o critério de classificação de reserva estratégica. "Não se trata de prestigiar um regime de contratação em

detrimento do outro, mas de assegurar a devida valoração do patrimônio da União e a permitir a maximização da arrecadação de receitas", expôs no voto o relator do processo, o ministro Aroldo Cedraz.

Após a decisão, os técnicos do TCU informaram que o novo procedimento já deverá ser adotado na apresentação prévia de informações sobre o megaleilão do excedente da cessão onerosa, marcado para novembro. Neste caso, porém, não há controvérsia sobre as justificativas de inclusão das áreas em leilão de partilha, que contam com grande volume e estão dentro do pré-sal.

Durante a sessão plenária, Cedraz disse que houve "obscuridade" na forma de classificação das áreas. Para o TCU, o principal problema está em incluir grandes reservas em leilões do regime de concessão, o que reduz consideravelmente os ganhos da União.

O cuidado com o tema levou o tribunal a suspender a oferta das duas áreas na Bacia de Santos da quarta rodada de partilha e na 15ª de concessão. Uma das reservas seria ofertada no regime de concessão, por estar fora do limite do pré-sal. Esta área, no entanto, reunia grande volume de óleo. Após a decisão da corte, a área foi classificada novamente, mas, desta vez, como estratégica. Ela, então, entrou no leilão posterior, a quinta rodada de partilha.

No mesmo processo, os ministros do TCU indicaram que os contingenciamentos de recursos, aos quais a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) está submetida, têm comprometido o trabalho de gestão dos contratos de partilha. A estatal é responsável por gerir os contratos e comercializar o óleo da União extraído das reservas do pré-sal.

Para o TCU, a PPSA enfrenta problemas por falta de pessoal e recursos técnico-operacionais. Técnicos do TCU informaram que a companhia nem sequer conseguiu fazer a integralização de capital prevista em sua criação, há quase dez anos.

A cada leilão de partilha, a PPSA tem direito de receber uma pequena fração do bônus de assinatura pago pelas petroleiras vencedoras. No leilão de Libra, o primeiro realizado no modelo de partilha a estatal não conseguiu receber os cerca de R\$ 50 milhões que teria direito, como parte dos R\$ 15 bilhões em bônus de assinatura.

Os técnicos do tribunal chegam a colocar em dúvida se a PPSA terá condições de gerir os contratos do megaleilão do excedente, se os cortes continuarem a ser feitos. Eles lembram que a estatal, como representante da União, tem "interesses antagônicos" em relação às petroleiras. Dado o grande volume das

reservas, o governo cobrará o bônus de R\$ 106 bilhões. Este será um dos maiores certames da indústria mundial de petróleo.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 18/07/2019

Seção: Empresas

Autor: Neil Hume | Financial Times, de Londres

Título: Queda de embarques da BHP sustenta preços do minério

O preço do minério de ferro permanecia acima de US\$ 120 por tonelada nesta quarta-feira, depois de o BHP Group, um dos maiores fornecedores do ingrediente usado para produzir aço, ter anunciado que suas exportações anuais diminuiriam pela primeira vez neste século.

As remessas no ano encerrado em junho caíram para 270,5 milhões de toneladas de minério de ferro, em comparação às 273,2 milhões de toneladas exportadas nos 12 meses anteriores, primeiro declínio anual desde o ano 2000, pelo menos, segundo uma atualização das contas da mineradora anglo-australiana.

Problemas na produção na Austrália e no Brasil combinadas à produção recorde de aço na China fizeram o preço do minério de ferro valorizar-se quase 67% neste ano para mais de US\$ 120 por tonelada.

O aumento no preço tem trazido rios de dinheiro para grandes produtoras como a BHP e a Rio, que com a cotação atual ganham mais de US\$ 100 em cada tonelada que exportam à China, maior consumidor mundial.

As duas empresas deverão anunciar grandes distribuições de dividendos quando anunciarem os resultados em agosto.

No início de seu ano fiscal 2018/2019, a BHP havia previsto exportar entre 283 milhões e 287 milhões de toneladas de minério de ferro, mas se viu obrigada a reduzir a meta depois de suas minas na Austrália Ocidental terem sido atingidas por um ciclone tropical e de um grande descarrilamento de trem.

A Rio, produtora australiana rival, também sofreu com problemas na produção e reduziu as projeções em duas ocasiões desde janeiro. Agora prevê remessas de 320 milhões a 330 milhões de toneladas de minério de ferro em 2019, abaixo

das 338,2 milhões produzidas em 2018. A Vale, do Brasil também vem exportando menos depois dos problemas com o rompimento da barragem de rejeitos em janeiro que provocou várias mortes.

Como a BHP e a Vale planejam grandes programas de manutenção em setembro e outubro, respectivamente, analistas acreditam que a oferta no mercado de minério de ferro continuará baixa.

"A BHP prevê um aumento modesto na produção de 1% a 6% em 2020 [273 milhões a 286 milhões]", disse o analista Paul Gait, da Bernstein Research. "O plano de um programa de manutenção [...] com o objetivo de aumentar a produção interrompeu temporariamente qualquer possível aumento de crescimento de volume no sistema."

Em relatório divulgado nesta semana, analistas do Deutsche Bank disseram que os preços do minério de ferro não cairiam abaixo da marca de US\$ 100 de forma sustentável até o primeiro semestre de 2020 e, depois disso, continuariam em torno a US\$ 80 até 2021.

"Uma das principais revelações de nossa [recente] viagem à China refere-se às claras evidências de uma trajetória positiva na atividade de investimentos em infraestrutura na segunda metade do ano e apenas uma modesta desaceleração na construção de novas [casas] durante o mesmo período de tempo", escreveu o analista Nick Snowdon. "Isso indica uma demanda relativamente saudável por minério de ferro na segunda metade do ano."

Na atualização de seus números, a BHP informou que deverá contabilizar US\$ 600 milhões em itens excepcionais como os custos para descomissionar barragens de rejeitos no Brasil e para pagar indenizações por demissões. A empresa também indicou que vai ter um impacto de US\$ 1 bilhão com o declínio no teor de cobre em suas escavações e com o descarrilamento ferroviário.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 18/07/2019

Seção: Empresas

Autor: Neil Hume | Financial Times

Título: Restrição da Indonésia na exportação favorece níquel

"O macro está vencendo o micro." Este tem sido um refrão quase constante nos mercados de metais este ano, com as preocupações com o impacto da disputa comercial entre os Estados Unidos e a China sobre o crescimento global tendo superado os vigorosos fundamentos da oferta e demanda. No entanto, um metal industrial está conseguindo resistir a essa tendência: o níquel.

O preço do metal, que é usado na produção de aço inoxidável, está em alta desde que a Indonésia prometeu, na semana passada, seguir com os planos de interromper as exportações de minério de níquel não processado em 2022. A suspensão visa encorajar o desenvolvimento doméstico de setores de maior valor agregado como a produção de aço inoxidável.

Desde a semana passada, o preço do níquel subiu 9% para o maior patamar em 11 meses, acima de US\$ 14.000 a tonelada, estendendo seus ganhos desde o começo do ano para 30%. Por outro lado, o cobre acumula uma alta de apenas 1,2% em 2019, enquanto que no caso do alumínio o ganho é de apenas 2,5%.

A Indonésia é o segundo maior exportador de minério de níquel do mundo, atrás apenas das Filipinas, e um importante fornecedor para a indústria siderúrgica da China. Se Jacarta prosseguir com a proibição das vendas do minério não processado aos mercados internacionais, isso vai limitar muito a produção chinesa de ferro-gusa de níquel (NPI, na sigla em inglês), uma forma mais barata do metal.

"Se uma proibição total for imposta, isso vai limitar seriamente a capacidade de produção de NPI da China, que hoje responde por 20% da produção mundial de níquel", disse recentemente em um relatório a BMO Capital Markets.

Analistas acreditam que as chances de uma proibição às exportações por Jacarta são altas por causa do crescimento acelerado de sua indústria doméstica de aço inoxidável, conforme demonstrado por uma enorme operação integrada na ilha de Sulawesi. Mas a Indonésia, a maior economia do sudeste da Ásia, é apenas um dos fatores que está levando a uma alta dos preços do níquel.

A demanda pelo metal supera a oferta há vários anos, ajudando a reduzir os estoques, que caíram de cerca de 500 mil toneladas na metade de 2016, para menos de 200 mil toneladas hoje.

A produção do aço inoxidável "300 series", que tem uma alta concentração de níquel, foi vigorosa no primeiro semestre na China, segundo operadores, embora os estoques também estejam aumentando, despertando dúvidas sobre a verdadeira força da demanda básica. Mesmo assim, isso ajudou a compensar a fraqueza em outros mercados e levou a um aperto real para alguns produtos.

Outro ponto favorável para o níquel é a mudança para as energias mais limpas, uma vez que o metal é um componente importante das baterias que movem os veículos elétricos.

Essa narrativa otimista poderá se desfazer se um grupo de empresas chinesas for bem-sucedido em produzir mais barato o metal no grau adequado para baterias. Mas segundo consultores do setor, as possibilidades de sucesso são pequenas.

É claro que após uma sequência tão forte, é provável que o níquel - um metal notoriamente volátil - recue conforme o hemisfério norte caminha para uma trégua de verão. No entanto, se a demanda chinesa persistir e a Indonésia não recuar na proibição às exportações, a relação risco/recompensa do níquel parece favorável.

VEÍCULO: Valor Econômico

Data: 18/07/2019

Seção: Empresas

Autor: Ivan Ryngelblum | De São Paulo

Título: Alcoa divulga prejuízo no 2º trimestre

A fabricante de alumínio Alcoa registrou no segundo trimestre o prejuízo de US\$ 402 milhões (prejuízo de US\$ 2,17 por ação), revertendo o lucro de US\$ 10 milhões (US\$ 0,05 por ação) registrado no mesmo período de 2018. Segundo a multinacional americana, o resultado foi prejudicado por itens não recorrentes, que totalizaram US\$ 400 milhões. Excluindo estes itens não recorrentes, a companhia apresentou um prejuízo de US\$ 2 milhões.

A receita da companhia, na mesma base de comparação, recuou 24,2%, para US\$ 2,7 bilhões. No período, os preços do alumínio e da alumina ficaram em patamares baixos. O resultado foi parcialmente compensado por maiores vendas de energia e menores custos de matéria-prima.

A companhia americana, que tem operações no Brasil, reduziu a projeção de crescimento da demanda global de alumínio para algo entre 1,25% e 2,25% neste ano, abaixo dos 2% a 3% projetados anteriormente, com a menor demanda da China e de outros países, em função das tensões comerciais entre chineses e americanos.

VEÍCULO: O Estado de S. Paulo**Data: 18/07/2019****Seção: Economia****Autor: Anne Warth****Título: Angra 3 entra em programa de privatizações**

Com obras paralisadas há quatro anos, a usina nuclear de Angra 3 foi incluída no Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) da Presidência da República, órgão responsável pelas concessões e privatizações. Por meio de um decreto, o governo criou um comitê que terá como responsabilidade propor um modelo jurídico e operacional para o empreendimento. O governo já deixou claro que será preciso encontrar um sócio privado para concluir a usina, que já consumiu R\$ 7 bilhões e deve demandar, pelo menos, outros R\$ 15 bilhões. Sozinha, a Eletronuclear, subsidiária da Eletrobrás, não tem condições de tocar a obra.

As propostas em análise para Angra 3 são o modelo de sociedade, com participação minoritária da Eletronuclear, e a contratação de uma construtora, que seria paga com recursos oriundo da venda da energia da usina. No ano passado, o então Ministério da Fazenda (hoje Ministério da Economia) deixou claro que tinha dúvidas sobre os impactos para o consumidor e até mesmo sobre a pertinência de retomar ou não as obras da usina nuclear. Sobre o modelo societário, a área dizia que ela tinha “risco fiscal significativo” e “premissas improváveis”. O decreto publicado ontem diz que o comitê interministerial terá 180 dias para concluir os trabalhos, prorrogáveis por igual período.

A proposta final será submetida ao Conselho do PPI, formada por ministros e pelos bancos públicos. Caixa e BNDES financiaram a obra e têm interesse direto em sua conclusão, projetada para 2026. Os bancos só aceitam dar um “waiver” (perdão) para a dívida após a publicação do edital – o que deve ocorrer apenas em 2020. Projeto do período militar, Angra 3 começou a ser construída em 1984. Suas obras prosseguiram até 1986, quando foram paralisadas devido a dificuldades políticas e econômicas, após a explosão do reator da usina de Chernobyl, na Ucrânia.

O projeto foi retomado em 2009, com custo estimado de R\$ 8,3 bilhões e inauguração prevista para 2014. Investigações realizadas pela Polícia Federal descobriram desvios de recursos na obra e resultaram na prisão de executivos da Eletronuclear. Em março, o ex-ministro de Minas e Energia Moreira Franco e o ex-presidente Michel Temer também foram presos, sob suspeita de que teriam recebido propina durante o início da construção da usina. Ambos foram soltos dias depois. (COLABOROU SANDRA MANFRINI)

VEÍCULO: Folha de S. Paulo**Data: 18/07/2019****Seção: Mercado****Autor:****Título: Bolsonaro inclui Angra 3 no PPI para tentar viabilizar obras**

O presidente Jair Bolsonaro qualificou a usina nuclear de Angra 3, sob responsabilidade da estatal Eletrobras, ao Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) do governo federal, segundo decreto publicado no Diário Oficial da União desta quarta (17).

Empreendimentos do PPI são tratados como prioridade nacional, o que, segundo o governo, agiliza processos e atos de órgãos públicos para viabilizar os projetos.

A qualificação de Angra 3 acontece em momento em que o governo busca retomar a construção da usina, que se arrasta por décadas.

Iniciada ainda nos anos 1980, a implementação foi paralisada naquela década e retomada em 2009. Mas o projeto foi suspenso novamente em 2015, após uma das empreiteiras contratadas admitir irregularidades em meio às investigações da Lava Jato.

Segundo o decreto, a viabilização passará pela realização de “estudos de avaliação técnica, jurídicos e econômico-financeiros, que permitam a seleção competitiva de parceiro privado”.

O texto institui ainda um Comitê Interministerial para apresentar a proposta de modelo jurídico do projeto e acompanhar a elaboração de termos de referência para contratação de estudos.

VEÍCULO: O Globo**Data: 18/07/2019****Seção: Colunas****Autor: Ancelmo Gois****Título: A ‘milícia’ virtual de Bolsonaro**

A cada momento importante de Bolsonaro nas redes, logo aparecem as hashtags de apoio ao governo. A da vez é #EduardoEmbaixador ou #EduardoEmbaixadorSim. E veja como, mesmo depois da eleição, o “exército” virtual continua na ativa. Com a mobilização, #EduardoEmbaixadorSim chegou aos assuntos mais comentados do Twitter. Só que metade do número total de tuítes veio de apenas... 10 “pessoas”. A que mais postou (35 vezes) escolheu um

horário curioso para demonstrar apoio ao filho do presidente: entre 2 e 3 da manhã.

No mais

O que pensam Paulo Guedes, Sergio Moro, **Bento Albuquerque**, Fernando Bezerra Coelho, Otávio do Rego Barros, Augusto Heleno, Salim Mattar, Roberto Campos Neto, Osmar Terra e outros integrantes da bancada não-tosca do governo da cômica — se não fosse séria — ideia de Bolsonaro de nomear um filho embaixador em Washington? A turma que tem juízo se comporta que nem os nobres daquele conto de fadas de Hans Christian Andersen (1805-1875), que fingem, nesse caso, não ver que o rei está nu. Com todo o respeito.

LANGONI COM TODO O GÁS

Bolsonaro lança terça, 23, no Palácio do Planalto, a nova política para o gás natural, que promete baratear o preço do produto. O projeto foi concebido por um grupo liderado pelo economista Carlos Langoni.

VEÍCULO: O Globo

Data: 18/07/2019

Seção: Colunas

Autor: Miriam Leitão

Título: O que mudou e falta mudar no gás

O governo tem falado de várias iniciativas que tomará, mas ainda são intenções. A liberação de dinheiro do FGTS tem fôlego curto. A reforma tributária ainda não foi explicada. As privatizações não aconteceram. Mas a tentativa de mudar o mercado de gás teve algum avanço. O acordo do Cade com a Petrobras para acabar com o monopólio da empresa no setor foi um passo na direção correta. Há muitos obstáculos a superar para viabilizar o gás do pré-sal preços competitivos.

O maior deles será construir a infraestrutura de transporte, o que deve consumir bilhões de dólares em investimentos e alguns anos em obras. Outro problema será lidar com as concessões estaduais de distribuição, que não poderão ser revistas de uma hora para outra e vão exigir muita negociação para evitar que o tema seja judicializado.

O ex-presidente da Agência Nacional do Petróleo (ANP) David Zylbersztajn diz que o acordo entre o órgão de defesa da concorrência e a Petrobras aconteceu muito mais por iniciativa da empresa, que precisa vender ativos e se concentrar nas áreas mais lucrativas do negócio. Para se ter uma ideia, a taxa de retorno na exploração de petróleo pode chegar a 30%, enquanto no setor de gás gira em

torno de 7% a 8%. Ele acha que o Cade demorou demais a agir contra o monopólio e lembra que o órgão só se manifestou oficialmente após a greve dos caminhoneiros.

— É um movimento atrasado, mas antes tarde do que nunca. Hoje, para fazer gasoduto é muito mais difícil do que há 20 anos. Há um adensamento populacional que dificulta a passagem do duto. Há restrições ambientais maiores e custos mais elevados para aumentar a rede, que é incipiente no Brasil. Vamos ter mais gás do que infraestrutura aqui — afirmou.

Segundo dados do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE) o Brasil produz 112 milhões de m³ de gás natural e a expectativa é dobrar esse número nos próximos 10 anos. O investimento é alto: para levar o gás do pré-sal até a costa terão que ser construídos mais três gasodutos a um custo de US\$ 9 bilhões. Hoje, há apenas dois, e um terceiro está em fase final de obras. Além disso, será preciso mais três Unidades de Processamento de Gás Natural, que custariam US\$ 3 bilhões, e a malha de transporte e distribuição em terra teria que ser ampliada fortemente.

— A infraestrutura brasileira tem 9,4 mil km de gasodutos de transporte e 34,6 mil km de gasodutos de distribuição. Os Estados Unidos têm uma malha cerca de 100 vezes maior. A Argentina, com 1/3 do território brasileiro, tem 16 mil km de gasodutos de transporte, quase o dobro do Brasil — explica Adriano Pires, do CBIE.

Zylbersztajn diz que há três opções em estudo sobre a melhor opção de logística para o gás do pré-sal: — Esse gás pode chegar à costa por dutos, mas pode também ser transformado em energia elétrica no alto-mar, construindo uma térmica ao lado das plataformas e aí se levar a energia. Há ainda uma terceira possibilidade, que é construir uma usina de liquefação e trazer o gás de navio. Tem que ver o que é mais competitivo.

Seja como for, o gás tem aumentado a sua importância na matriz energética mundial, porque é fonte mais barata e pouco poluente. É o combustível de transição na busca de uma matriz com menos emissão. O Brasil terá que aproveitar as enormes reservas do pré-sal não só do ponto de vista econômico, mas também ambiental.

O gasoduto Brasil-Bolívia já não tem mais a importância que teve no passado. Hoje, representa 30% do gás que é consumido no país, mas isso poderá ser substituído pelo gás da costa brasileira. Zylbersztajn acha que é possível renegociar contratos para ter preços mais baratos dos bolivianos:

— Estamos falando de um projeto que já tem 20 anos e que já foi bastante amortizado. Na época, fazia sentido, porque o Brasil tinha pouco gás. Hoje, temos o pré-sal e é viável tentar uma renegociação para reduzir os preços.

A negociação com as distribuidoras de gás ainda é incerta. Elas têm contratos de concessão de longo prazo que garantem o monopólio nos estados.

A Petrobras é sócia em várias delas e terá que vender sua parte, pelo acordo com o Cade. Há muita a fazer. Mas o Brasil será empurrado para aproveitar o gás do pré-sal porque há um limite técnico do que pode ser reinjetado nos poços, como acontece hoje. E queimar o gás aumenta as emissões. Por tudo isso, os especialistas acham que o projeto irá adiante.

VEÍCULO: O Globo

Data: 18/07/2019

Seção: Economia

Autor: RENNAN SETT

Título: Investidores pedem arbitragem contra Vale por Brumadinho

Fundos acusam mineradora de omitir dados sobre segurança de barragens

Pelo menos 30 gestoras de fundos de investimentos que têm ações da Vale entraram com pedido de arbitragem contra a mineradora alegando terem sofrido prejuízos com o rompimento da barragem de Brumadinho, em Minas Gerais, em janeiro. Os acionistas minoritários acusam a empresa de divulgar ao mercado informações enganosas sobre a segurança de suas barragens, prejudicando a decisão de investir nas ações.

O processo, que é sigiloso, foi aberto na Câmara de Arbitragem do Mercado (CAM) da Bolsa de São Paulo, a B3, no último dia 5 e é coordenado pelo escritório de advocacia Modesto Carvalhosa. Em vez da Justiça, o foro privado é previsto para qualquer discussão societária envolvendo a Vale por ser a empresa listada no Novo Mercado da B3.

ADESÃO PODE AUMENTAR

A informação, antecipada pelo jornal Valor Econômico, foi confirmada ontem pelo GLOBO com fontes que acompanham o caso. Já teriam manifestado interesse em aderir à ação parte relevante do mercado de bancos e administradores de investimentos, além de fundos de pensão que não fazem parte da Litel (veículo de investimento pelo qual Previ, Petros e Funcesp detêm 18,5% das ações da Vale). O prazo de adesão ainda deve durar de um a dois meses, até que o primeiro árbitro do caso seja nomeado.

As partes arcam com o custo do processo, que costuma ser alto, mas o valor só pode ser determinado após a realização de perícia e outros procedimentos de avaliação.

A arbitragem foi discutida ontem em reunião da Associação de Investidores no Mercado de Capitais (Amec), que reúne acionistas minoritários de empresas. Em nota, a Vale informou que "não tem conhecimento desta demanda." Representantes do escritório Modesto Carvalhosa afirmaram que não poderiam comentar por causa do sigilo.

O argumento dos minoritários é semelhante àquele dos acionistas que abriram uma ação coletiva contra a Vale nos EUA. A mineradora chegou a perder R\$ 76,9 bilhões em valor na Bolsa nos dias após o rompimento da barragem em 25 de janeiro. Entre as principais provas que serão apresentadas na arbitragem estão evidências levantadas por uma Comissão Parlamentar de Inquérito (CPI) do Senado de que executivos da mineradora tinham ciência de riscos elevados sobre a segurança das barragens. A CPI recomendou o indiciamento de 14 funcionários da Vale e da empresa de auditoria alemã TÜV SÜD, que atestava a segurança das barragens da companhia.

O procedimento também é similar à arbitragem movida por investidores contra a Petrobras, no qual cerca de 1.500 investidores institucionais alegam ter sofrido prejuízos com a desvalorização das ações da estatal por causa do esquema de corrupção revelado pela Lava-Jato. O procedimento ainda está em curso.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Data: 18/07/2019

Seção: Negócios

Autor: Paula Pacheco

Título: Itaú amplia investimento solar no interior de Minas

São Paulo — Entre as fontes de energia renovável, a solar tem se mostrado uma das mais atraentes no Brasil. Dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar) mostram que o país conta com cerca de 2.000 megawatts (MW) em usinas de geração já em operação – o equivalente para atender à necessidade de consumo de aproximadamente 3 milhões de pessoas.

De 2014 até agora, ainda segundo a entidade, os investimentos privados ultrapassaram os R\$ 10 bilhões. Novos projetos, com conclusão prevista até 2022, devem adicionar outros 1.700MW, ou seja, a energia a partir dessa fonte

praticamente vai dobrar dentro de três anos.

O Itaú Unibanco decidiu estudar de perto o assunto e agora vem ampliando seus projetos na área por meio da geração distribuída de energia solar. O banco tem cerca de 400 agências em Minas Gerais — em parte por conta da aquisição do mineiro Bemge, em 1998 — e começou por esse estado seus investimentos. Primeiro, por meio do arrendamento de parte de uma fazenda solar em Jaíba, pertencente à GD Solar. Agora, passa a arrendar 100% de uma nova fazenda, em Brasília de Minas.

Francisco Vieira, diretor do Itaú Unibanco, conta que o modelo adotado é o da geração distribuída. A fazenda produz energia elétrica a partir da captação e da conversão da fonte solar e “joga” no sistema de distribuição da Cemig. O banco começou arrendando parte da fazenda solar, que atende outros clientes, com produção de 1MW, passando a 2MW no início do ano. De janeiro a maio, a economia foi de 9% em gastos com energia nas agências e a compensação de consumo de energia chegou a 30%.

Projeto

O Itaú encomendou um novo projeto para a GV Solar, dona da unidade de Jaíba, e passa a ser o único a arrendar a nova usina, com capacidade total de 5MW. Assim que for concluída a interligação da fazenda solar com a rede da Cemig, a energia passa a ser disponibilizada. Será o suficiente para abater o consumo de cerca de 200 agências, em 133 cidades — ou seja, praticamente a metade (45%) das unidades bancárias que o Itaú tem em Minas. De acordo com Vieira, o banco poderá negociar com a GV Solar e usar das duas usinas. Isso vai depender da disponibilidade da empresa e se houver agências de baixa tensão para consumir.

“O desconto dado pela Cemig na conta é proporcional à energia gerada. Nesse caso, é usada apenas a baixa tensão. Mas a motivação não é financeira, e sim, o fato de ser uma fonte renovável. Queremos dar o exemplo como grande empresa. Por outro lado, esse investimento serve como seguro tarifário e dá maior previsibilidade quanto a possíveis aumentos na conta”, explica Vieira.

Até 2020, o Itaú Unibanco estuda ampliar o projeto em Minas Gerais. Agora, há estudos avançados para a adoção de energia solar no estado de São Paulo e uma pesquisa ainda inicial para expandir também para o Rio de Janeiro.

VEÍCULO: Correio Braziliense

Data: 18/07/2019

Seção: Negócios

Autor: Paula Pacheco

Título: Energia renovável: falta ao Brasil adotar metas

O Tribunal de Contas da União (TCU) divulgou, no fim de junho, o parecer de uma auditoria feita pelo órgão para avaliar as políticas públicas relacionadas ao uso de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, o cumprimento de compromissos internacionais referendados pelo Brasil e as diretrizes governamentais para a área.

Entre os problemas identificados pelo TCU estão a falta de uma avaliação dos resultados dos incentivos às fontes renováveis, a inexistência de metas que obrigatoriamente devem ser cumpridas, além da ausência de diretrizes claras sobre os rumos tanto para a mini quanto para a microgeração distribuída (mGD) no Brasil.

Ainda segundo o tribunal, os leilões têm se mostrado “instrumentos adequados para a expansão das energias renováveis na matriz elétrica brasileira”, escreveu o ministro-relator Aroldo Cedraz – que deverá ter o pedido de afastamento do cargo julgado pela Segunda Turma do Supremo Tribunal Federal (STF) em 6 de agosto, por suspeita de tráfico de influência e recebimento de propina em obras da usina de Angra 3.

De acordo com o TCU, o aumento do uso de fontes renováveis no Brasil está condicionado à queda dos custos das novas tecnologias, além do aumento da concorrência. São ações que poderiam contar com iniciativas do governo, informa o relatório. O problema, porém, está no fato de haver falta de critérios suficientes para a definição das fontes a serem ofertadas nos leilões, por parte do **Ministério de Minas e Energia**.

Incentivos

A recomendação do relatório, feito a partir do trabalho da Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica), unidade técnica do TCU, é para que as políticas que incentivem as fontes renováveis de energia combinem subsídios, política dos leilões de energia nova e planejamento da expansão da geração, além de outros incentivos indiretos.

Esse trabalho, coordenado pelo TCU, faz parte de um projeto-piloto de auditoria internacional, na esfera da Organização Latino-Americana e do Caribe de Entidades Fiscalizadoras Superiores (Olacefs), com a participação das entidades fiscalizadoras superiores (EFS) do Chile, Colômbia, Costa Rica, Cuba, El Salvador, Equador, Guatemala, Honduras, México, Nicarágua, Paraguai e Venezuela. (PP)

VEÍCULO: Correio Braziliense

Data: 18/07/2019

Seção: Negócios

Autor: Paula Pacheco

Título: Internet das coisas chega a duas usinas mineiras

Com mais clientes corporativos, como o Itaú, buscando formas de ampliar o abastecimento por meio de fontes renováveis, também a indústria de componentes e equipamentos aproveita a boa fase para a prospecção de novos negócios.

A ABB, que recentemente vendeu o negócio de inversores solares para a italiana Fimer S.p.A., em um acordo que deverá ser concluído no primeiro trimestre de 2020, tem buscado ganhar mercado com a oferta de novos produtos nessa área. A multinacional passou a trabalhar no início do ano com o modelo de inversor do tipo string, explica Marcelo Serafim, diretor de Business Line Smart Power.

O inversor é responsável por captar a tensão de corrente contínua das placas das fazendas de energia solar e convertê-la para uma corrente alternada, a mesma usada nas residências. São componentes do tamanho de uma geladeira, posicionados próximos a um conjunto de placas – que têm um componente químico que, ao receber o raio UV, o transforma em tensão.

Essa tecnologia do inversor tipo string, que ocupa 30% menos espaço em relação ao componente tradicional, permite que as fazendas de energia solar trabalhem com recursos disponíveis na internet das coisas (IoT, na sigla em inglês). Entre os ganhos, segundo Serafim, estão a possibilidade de fazer o controle da planta a distância, reduzindo o custo de serviço, de atendimento de emergência, além de permitir que as necessidades das usinas sejam antecipadas.

“Isso tudo permite uma redução de custos estimada em pelo menos 15%, contando com mão de obra e o tempo que a usina tem de ficar parada para reparo”, avalia o executivo.

Inversores

Os primeiros projetos no Brasil – desenvolvidos pela Prosys Engenharia – a adotar os inversores string da ABB também são em Minas. A central geradora fotovoltaica, a UFV Vale Formoso e a UFV Paraisópolis, são usinas solares de 5MW e 2MW, respectivamente. As duas plantas devem estar concluídas no último trimestre deste ano.

Segundo o executivo, hoje, no Brasil, há por volta de 16 mil inversores da ABB, de gerações anteriores, instalados em sistemas de energia solar. Serafim acredita que será possível avançar não apenas com negócios gerados a partir de novas fazendas solares, mas também na troca de inversores instalados nos projetos de atualização de planta. “Como as garantias dos nossos equipamentos são longas, vai levar um tempo para o período de transição. Mas alguns clientes estão pedindo levantamento sobre atualização desses equipamentos.”

Por isso, Serafim acredita mesmo que as vendas do inversor tipo string deverão deslanchar com o crescimento das fazendas de energia solar no país. “É uma fonte limpa e um método mais barato de geração. Sem diferença substancial no preço, mas na tecnologia e no desempenho.” (PP)

MME / ASCOM .