



**Pesquisa: A importância das usinas termelétricas
para a matriz elétrica brasileira**

Relatório Técnico:

**Acompanhamento Conjuntural do segmento de
geração termoelétrica no Brasil - 2015**

Autores:

Nivalde de Castro

André Alves

Fabiano Lacombe

Diogo Salles

João Pedro Gomes

Abril de 2019

Índice

Enquadramento Metodológico	3
I. Mercado	5
II. Tecnologia	57
III. Leilões.....	65
IV. Regulação	78
V. Empresas.....	105

Enquadramento Metodológico

Este relatório técnico foi elaborado no âmbito da pesquisa desenvolvida pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico – GESEL, com o objetivo de sistematizar as principais informações, fatos e dados sobre o segmento de geração termelétrica no Brasil, verificados no ano de 2015.

A metodologia adotada consistiu em pesquisar, selecionar e sistematizar as informações publicadas no Informativo Eletrônico do Setor Elétrico (IFE), com foco no segmento de geração termelétrica e o mercado de gás natural. O IFE é um informativo editado diariamente desde o ano de 2000 e é distribuído para mais de 10.000 especialistas de diferentes formações e instituições. No ano de 2015, foram publicados os IFEs dos números 3.779 a 4.005, totalizando 227 publicações. Uma equipe de pesquisadores analisa, coleta, seleciona e resume informações, relatórios, artigos e dados dos principais sites de jornais, periódicos e sites especializados. As informações selecionadas são resumidas e publicadas em seções, indicando-se a fonte.

Desta forma, a base de informações processadas e publicadas no ano de 2015 foi analisada, selecionada e agrupada em cinco categorias:

- i. Mercado;
- ii. Tecnologia;
- iii. Leilões;
- iv. Regulação; e
- v. Empresas.

Na categoria **Mercado**, foram reunidos todos os conteúdos relacionados com: dados de produção e consumo de gás natural, projeções de oferta e demanda, tendências de preços do gás e condições de fornecimento do produto no mercado brasileiro. De modo geral, esta categoria reúne as notícias de ordem conjuntural que impactam na tomada de decisões dos agentes atuantes no setor.

Na categoria **Tecnologia**, foram selecionadas as matérias relacionadas com: técnicas das usinas termelétricas e inovações tecnológicas envolvendo equipamentos e serviços do segmento de geração termelétrica.

A categoria **Leilões** foca nos temas de leilões que envolvem diretamente o setor de gás natural e o setor elétrico, como, por exemplo, o calendário dos leilões, as regras, as alterações dos editais e os principais resultados.

Na categoria **Regulação**, a preocupação analítica ficou centrada nas matérias sobre o arcabouço regulatório e suas eventuais alterações, incluindo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e as agências reguladoras estaduais.

Por fim, a categoria **Empresas** reúne e sistematiza os mais relevantes fatos e dados de 2015, envolvendo as principais empresas e grupos que atuam diretamente no setor, seja como gerador, investidor ou produtor de equipamentos e serviço dos segmentos de gás natural e geração termelétrica.

Merece ser destacado dois outros elementos metodológicos. O primeiro é que, em cada categoria, as informações estão apresentadas por ordem cronológica do início para o fim do ano. E, em segundo, no caso das matérias que fazem referência a artigo ou relatório técnico, será possível acessar ao documento citado caso esteja conectado a uma rede.

I. Mercado

Oferta de gás da Petrobras cresce 10% em 2014

A Petrobras ofertou 96,1 milhões de metros cúbicos por dia, em média, em 2014, o que significa um aumento de 10% mais que o volume médio de 87,3 milhões de m³/dia destinado ao mercado e o consumo próprio. Com essa marca, a Petrobras bateu seu próprio recorde anual de oferta de gás natural ao mercado brasileiro. Segundo a empresa, contribuíram para a performance o aumento da oferta de gás nacional e a flexibilidade conquistada com a implantação dos três terminais de regaseificação de gás natural liquefeito com capacidade para 41 milhões de m³/dia. Em 2014, a oferta de gás nacional ao mercado foi de 43,23 milhões de m³/dia, em média. Nos terminais de GNL de Pecém (CE), Baía de Guanabara (RJ) e da Bahia foram regaseificados ao longo do ano uma média de 20 milhões de m³/dia. Da Bolívia foram importados, em média, 32,87 milhões de m³/dia. Da oferta total de gás natural, 41,94 milhões de m³/dia foram entregues ao mercado termelétrico, garantindo o suprimento do parque gerador de energia elétrica da Petrobras e de usinas de terceiros num período de forte despacho termelétrico ordenado pelo ONS. Ao mercado não termelétrico foram entregues 38,9 milhões de m³/dia. O consumo interno da Petrobras nas refinarias e fábricas de fertilizantes foi de 13,33 milhões de m³/dia e o consumo no sistema de transporte de gás natural foi de 1,93 milhão de m³/dia. (Agência CanalEnergia – 07.01.2015)

Produção de gás natural aumenta 16% em novembro na comparação anual, aponta ANP

A produção de gás natural no Brasil em novembro foi 91,7 milhões de metros cúbicos de gás natural, aumento de 16% frente ao mesmo mês em 2013. Em comparação com o mês anterior, houve uma redução de aproximadamente 1,1%. A redução na produção em relação a outubro de 2014 deveu-se, em grande parte, a paradas para manutenção realizadas em algumas plataformas em novembro, explicou a ANP, em relatório publicado na última terça-feira. Ainda segundo a ANP, o aproveitamento do gás natural em novembro foi de 95,2%. A queima de gás natural em outubro foi de 4,4 milhões de metros cúbicos por dia, um aumento de aproximadamente 13,7% em relação ao mês anterior e de 16,2% em relação a novembro de 2013. A maior parte da produção de gás foi proveniente de campos operados pela Petrobras. Aproximadamente 73,9% da produção de gás natural do Brasil foram extraídos de campos marítimos. O campo de Lula, na Bacia de Santos, foi o maior produtor de gás natural, com uma produção média de 7,9 milhões de metros cúbicos por dia. A ANP informou também que a produção total de petróleo no Brasil em novembro foi 2,358 milhões de barris diários, aumento de 13,3%. (Agência CanalEnergia – 07.01.2015)

Consumo de gás natural cresce mais de 25% em um ano por causa da seca

A estiagem prolongada por que passa o país tem elevado o consumo de gás natural voltado para o fornecimento de energia elétrica pelas usinas termelétricas. Dados divulgados ontem pela Abegás indicam que o consumo de gás natural no país, em novembro, foi 80,3 milhões de metros cúbicos por dia (m^3 /dia), em média. Essa demanda significa um aumento de 25,1% em relação a novembro do ano passado, impulsionado pelo setor elétrico, uma vez que a situação hidrológica desfavorável levou a uma necessidade crescente da ativação das usinas termelétricas, que desde o início do ano passado operam praticamente com sua capacidade plena. De janeiro a novembro o consumo de gás natural cresceu 15,3%. Maior centro produtor do país, a Região Sudeste teve em novembro uma demanda média diária de 52,2 milhões de m^3 /dia. O Nordeste, segundo maior centro consumidor, atingiu uma demanda de 15 milhões de m^3 /dia; o Sul, Norte e Centro-Oeste consumiram, respectivamente, 7 milhões de m^3 /dia, 3,6 milhões de m^3 /dia e 2,5 milhões de m^3 /dia. Segundo as informações da Abegás, em novembro o gás natural chegou a mais de 400 municípios, por meio de 27,1 mil quilômetros de redes de distribuição, atendendo pelo menos 2,6 milhões de consumidores em todo o país. (Agência Brasil – 07.01.2015)

Petróleo cai, mas preços da energia não recuam

O preço do barril de petróleo derreteu no mercado internacional nos últimos meses, mas não será traduzido em energia mais barata aos consumidores. As termelétricas movidas a gás, óleo combustível e diesel, que formam hoje cerca de 15% do parque gerador do Brasil, devem ter redução de custos de até um terço com a commodity que está com metade do valor observado desde julho do ano passado - sem contar a oscilação cambial no período. Duas especificidades do setor elétrico brasileiro, entretanto, vão impedir esse repasse aos preços e deverão deixar o ganho com o insumo mais barato nos caixas das usinas térmicas: a primeira especificidade é o teto máximo do Preço de Liquidação de Diferença (PLD) de R\$ 388 o megawatt-hora, instaurado pela Aneel e a segunda especificidade, e principal, é o nível dos reservatórios das hidrelétricas. O PLD é o parâmetro para as negociações no mercado de curto prazo. Como as termelétricas são mais caras, a maioria dessas geradoras está produzindo energia bem acima do preço máximo. O efeito do petróleo mais barato, se houver, será o de um repasse menor de encargos na conta do consumidor, caso o novo patamar na faixa de US\$ 50 a US\$ 60 se estenda ao longo de 2015. O incremento nos encargos setoriais foi a forma encontrada pelo setor para sanar a diferença entre o PLD e o custo de geração. O sistema Sudeste/Centro-Oeste, o maior do país, estava ontem com os reservatórios em 19,5% da capacidade total. O nível baixo levou o ONS a trabalhar com a perspectiva de acionamento máximo das

termelétricas por todo este ano. Como o sistema estabelece preços médios para a energia para equalizar os custos discrepantes de geração por insumos, o comportamento da energia oriunda de fontes hídricas determina a tendência dos preços. O último informe do ONS com os preços desta semana mostra que a perspectiva para janeiro despencou. O cenário mais otimista dos meteorologistas para o sistema Sudeste/Centro-Oeste prevê chuvas em 67% da média histórica para o mês. O mais pessimista, 46%. Com isso, o operador diminuiu a afluência dos reservatórios e fixou em R\$ 925 o custo de operação necessário para a geração de um megawatt-hora adicional no sistema energético. O Custo Marginal de Operação subiu 84% na última semana. (Valor Econômico - 13.01.2015)

Petróleo mais barato é benéfico ao sistema apenas no longo prazo

O presidente da consultoria de energia Thymos, João Carlos Mello, lembra que apesar de o fornecimento de gás e derivados de petróleo ser feito pela Petrobras, que determina os preços no mercado interno de acordo com orientações do governo, os contratos do setor são atrelados à flutuação das cotações internacionais. Para as termelétricas, principalmente aquelas movidas a gás natural, o insumo é responsável por cerca de dois terços do custo de geração. O gás é responsável hoje por cerca de 12% da matriz energética brasileira. Diesel e óleo combustível somam outros 3%. Esses eventuais benefícios às térmicas, no entanto, complementa Mello, só serão apropriados pelas empresas e transformados em preço menor aos seus consumidores caso a cotação do barril de petróleo se estabilize no patamar atual. O petróleo mais barato pode trazer benefícios ao sistema energético apenas no longo prazo, com a viabilização de mais usinas movidas a gás. Xisto Vieira, presidente da Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (Abraget), diz acreditar que o recuo do petróleo tem mais a ver com fatores conjunturais do que com estruturais. Movimentos conjunturais são mais voláteis, o que torna mais incerta a permanência do petróleo mais barato. Estruturais refletem mais a situação de demanda e oferta, o que traz maior perspectiva de permanência no novo patamar de preços. Ele também calcula que a desvalorização cambial ocorrida no segundo semestre, concomitante ao recuo da commodity, amortece uma parte do ganho obtido com a queda dos preços do setor. Na teoria, o gás mais barato, principalmente pelo seu peso na matriz, resultaria em alguma redução na conta de energia. José Maurício de Carvalho coloca como responsáveis o céu e o baixo nível dos reservatórios os responsáveis pela teoria não virar realidade. Como está chovendo bem abaixo da média em um dos meses mais chuvosos do ano e não há perspectiva de melhora nos próximos dias, a Ecom trata janeiro como "um mês perdido (Valor Econômico - 13.01.2015)

Produção aumentou 15,4% em 12 meses

Ao longo dos 12 meses do ano, a produção da empresa no Brasil aumentou 15,4 %, passando da média mensal de 1,9 milhão bpd, em janeiro, para 2,2 milhões bpd em dezembro, evidenciando o forte ritmo de crescimento da produção no ano. É importante registrar, ainda, a produção de óleo e LGN alcançada pela empresa no dia 22 de dezembro, que chegou a 2,3 milhões de barris de petróleo, maior volume em quatro anos, configurando novo recorde diário. A produção total de óleo e gás natural no Brasil, em dezembro, também foi a maior da história da companhia. Ela chegou a 2,67 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), 4,6% acima da produzida em novembro, que foi de 2,55 milhões de barris de óleo equivalente por dia. A produção total de óleo e gás operada pela empresa, que inclui a parcela de seus parceiros, alcançou 2,9 milhões boed, em dezembro, configurando, também, nova marca histórica. (Agência CanalEnergia - 13.01.2015)

Reservas provadas de gás da Petrobras somam 424 bi de metros cúbicos

As reservas provadas de gás natural da Petrobras ficaram em 424,041 bilhões de metros cúbicos. A maior parte desses recursos está em solo brasileiro, com 396,895 bilhões de metros cúbicos, ou 93,5% do total. Esse volume, explicou a empresa em nota, segue os critérios da ANP, Sociedade de Engenheiros de Petróleo (SPC, na sigla em inglês). Já seguindo os critérios da SEC, órgão equivalente à Comissão de Valores Mobiliários nos Estados Unidos, os volumes de reservas recuam. Sendo um total de 323,097 bilhões de metros cúbicos, divididos em 295,98 bilhões de metros cúbicos no Brasil e os 27,117 bilhões de metros cúbicos em outros países em que a estatal atua. (Agência CanalEnergia - 14.01.2015)

Maior térmica a óleo do País paralisa 16 de 17 turbinas

No momento em que o governo precisa do máximo de energia térmica para poupar os reservatórios das hidrelétricas, a maior usina do país movida a óleo saiu do ar. Uma pane grave ocorrida nas máquinas da térmica Suape 2, instalada em Cabo de Santo Agostinho, no Estado de Pernambuco, paralisou praticamente toda a unidade. Com capacidade instalada de 381,2 megawatts, suficiente para atender quase 2 milhões de residências, a usina térmica vinha trabalhando próxima de sua carga máxima por determinação do ONS. Desde terça-feira, porém, Suape 2 tem gerado somente 22 megawatts, com apenas uma das suas 17 máquinas em operação. Essa redução de 360 megawatts equivale à metade de toda a energia que o ONS tem deixado de acionar do parque térmico nacional por causa de paralisações de manutenção das máquinas. O Estado questionou a Petrobrás sobre a paralisação da usina. A estatal reencaminhou as perguntas à Suape Energia, sociedade em que atua ao lado da Savana SPE Incorporadora,

empresa controlada por Carlos Mansur. A empresa informou que "avarias graves" tiraram de operação 3 das 17 máquinas de Suape 2. (O Estado de São Paulo - 16.01.2015)

Retomada de térmica só será possível a partir de abril

O cronograma fornecido pela Wartsila, segundo a Suape Energia, aponta que a retomada plena das 17 turbinas da térmica Suape 2, instalada em Cabo de Santo Agostinho (PE), só será possível a partir de abril. Até o fim deste mês, a empresa espera que ao menos cinco motores voltem à operação comercial. As máquinas usadas em Suape 2 estão em atividade desde janeiro de 2013. O consórcio negou que a causa das panes esteja relacionada ao uso intensivo das turbinas. Instalada no Porto de Suape, a usina tem 100% de sua energia vendida para 35 distribuidoras em diversas regiões do País. A planta pertence à Petrobrás, que detém 20% de participação, e ao empresário Carlos Mansur, dono dos demais 80%. Dono do Banco Industrial do Brasil (BIB), Mansur adquiriu o controle acionário em janeiro de 2013, quando Suape 2 entrou em operação. A fatia de 80% pertencia ao grupo Bertin, empresa que teve de devolver diversas concessões de térmicas em razão de complicações financeiras. A geração térmica tem respondido por cerca de 22% do consumo diário de energia elétrica em todo o país. Essas usinas somam uma capacidade total instalada de 22 mil megawatts mas na prática apenas 16 mil megawatts costumam ser efetivamente utilizados, já que restrições operacionais e manutenções afetam diariamente cerca de 5 mil a 6 mil megawatts. (O Estado de São Paulo - 16.01.2015)

Brasil demanda o máximo de gás natural

Entre 1º e 20 de janeiro, Brasil demandou o volume máximo de gás natural boliviano fixado por contrato. Não ocorreu o mesmo com a Argentina, cuja quantidade retirada foi ligeiramente inferior à estabelecida na adenda firmada entre as estatais YPF e Enarsa. No período analisado, a petroleira estatal YPF exportou ao Brasil uma média de 31,48 milhões de metros cúbicos por dia (MMmcd). No caso da Argentina, a adenda ao contrato firmado entre YPF e Enarsa estabelece que para o período do verão de 2015 (de 1º de janeiro a 30 de abril e de 1º de outubro a 31 de dezembro), o volume máximo entregue será de 17,6 MMmcd e o mínimo de 14,5 MMmcd. (La Razón - Bolívia - 22.01.2015)

Produção de gás bate recorde e passa de 95 milhões de m³/dia em dezembro, segundo ANP

A produção de gás natural no Brasil bateu recorde em dezembro e alcançou 95,1 milhões de metros cúbicos por dia, ultrapassando os 92,7 milhões de m³/dia registrado em outubro, segundo a ANP. A produção cresceu 16,6% frente ao

mesmo mês em 2013 e 3,8% se comparada ao mês anterior. A produção total de petróleo e gás natural no Brasil no mês de dezembro alcançou aproximadamente 3,096 milhões de barris de óleo equivalente por dia. A produção do pré-sal chegou a 23,6 milhões de m³/dia. O aproveitamento do gás natural no país chegou a 94,9%. A queima de gás em dezembro foi de 4,9 milhões de m³/dia, um aumento de aproximadamente 10% em relação ao mês anterior e de 11,9% em relação a dezembro de 2013. Cerca de 91,8% da produção de petróleo e gás natural foi proveniente de campos operados pela Petrobras. Aproximadamente 93,4% da produção de petróleo e 75,7% da produção de gás natural do Brasil foram extraídos de campos marítimos. O campo de Roncador, na bacia de Campos, foi o de maior produção de petróleo, com uma média de 331,5 mil barris por dia, e o campo de Lula, na bacia de Santos, foi o maior produtor de gás natural, com uma produção média de 10,3 milhões de metros cúbicos por dia. (Agência CanalEnergia - 03.02.2015)

Puxado por geração elétrica, consumo de gás natural sobe 16,3% em 2014

O consumo de gás natural cresceu 16,3% em 2014, puxado pelo segmento de geração elétrica, que teve alta de 27% no ano, na comparação com 2013. O consumo médio diário subiu de 67,2 milhões para 78,1 milhões de metros cúbicos (m³). “Com as térmicas despachando 100% para compensar os baixos níveis dos reservatórios e garantir a oferta de energia, o crescimento do consumo de gás natural contribuiu para minimizar os efeitos da crise hídrica”, destacou Augusto Salomon, presidente executivo da Abegás. A cogeração a gás natural e o uso comercial do gás natural também puxaram o consumo em 2014. Segundo a Abegás, a cogeração cresceu 4,2% em 2014, e 17,3% em relação a dezembro de 2013. O segmento comercial apresentou crescimento de 2,96% em 2014 e 4,6% na comparação entre os meses de dezembro e novembro. O segmento industrial subiu 1,1% em 2014 na comparação com o acumulado do ano anterior e 3,8% em dezembro em relação a dezembro de 2013. Porém, a queda da atividade industrial no país, em dezembro de 2014, resultou na retração de 7% do consumo, quando comparado a novembro do mesmo ano. (Valor Online - 06.02.2015)

Brasil terá disponibilidade gás natural crescente nos próximos anos, afirma presidente da Abegás

O consumo de Gás Natural Veicular (GNV) apresentou ligeiro crescimento, 0,6%, em dezembro, comparado a novembro de 2014. Embora o segmento tenha registrado retração de 3,2% no acumulado do ano, a expectativa da Abegás é de crescimento expressivo em 2015, em virtude da economia proporcionada pelo GNV na comparação com a gasolina e o etanol. A utilização residencial do gás natural apresentou recuo de 3,9% em 2014, comparado a 2013. O setor foi

fortemente influenciado pela redução no consumo de água na região Sudeste em virtude crise hidrológica na região. Os segmentos comercial, residencial e automotivo concentram o maior número de consumidores de gás, atualmente superior a 2,5 milhões, e seu atendimento tem gerado investimentos expressivos na construção de redes de distribuição e instalação de equipamentos. Augusto Salomon, presidente executivo da Abegás, está otimista quanto ao futuro do setor. Para ele, o Brasil terá disponibilidade gás natural crescente nos próximos anos. Mas alerta para a necessidade de incentivo para outras soluções para o uso do combustível. E destaca que, entre as formas de se expandir o uso do gás natural na matriz elétrica, há a ampliação da cogeração e o investimento em geração distribuída, que em sua avaliação pode contribuir de forma mais eficiente o atendimento da demanda por geração elétrica. (Valor Online - 06.02.2015)

Furnas estuda substituir os 150 MW relativos a duas máquinas por geradores alugados

A Furnas informou que a empresa contratada para fazer as obras de reparo dos equipamentos existentes para o fechamento do ciclo combinado abandonou o canteiro de obras. Segundo a empresa, o prazo para o fornecimento dos novos equipamentos é de cerca de dois anos, o que deverá levar a conclusão do projeto para meados de 2017. Para compensar o atraso, a companhia estuda substituir os 150 MW relativos às duas máquinas por geradores alugados, durante o período necessário. O investimento previsto na implantação de duas turbinas a vapor, de 75 MW cada, que vão funcionar a partir do resíduo da produção à gás natural, é da ordem de R\$ 450 milhões. No âmbito do Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), Santa Cruz teria 1 mil MW a partir de dois turbogeradores a gás natural, de 200 MW, duas unidades a vapor, de 82 MW, e duas máquinas a óleo combustível, de 218 MW. De acordo com Furnas, porém, o projeto não avançou porque não havia disponibilidade de gás natural na época e a geração a óleo combustível tinha um custo muito alto, inclusive ambiental. A empresa explicou que as unidades geradoras à óleo tiveram a operação comercial suspensa pela Aneel em outubro de 2012. De acordo com a configuração técnica atual, Furnas tem ainda um projeto de expansão da capacidade instalada de Santa Cruz para 900 MW, com a adoção de duas novas turbinas a gás natural. Segundo a estatal, o projeto ainda está em estudo, "sendo o ponto crítico o fornecimento de gás", completou. (Valor Econômico - 10.02.2015)

Uruguaiana será acionada pelo terceiro ano consecutivo em caráter de urgência

A termelétrica Uruguaiana é considerada pelo governo uma opção de emergência, porque a logística de fornecimento de combustível para a usina é

complexa e cara. Por falta de rede de gasodutos no Brasil, e por falta de gás natural disponível na Argentina, a usina é abastecida por GNL importado e entregue em terminais argentinos, por onde o gás segue via dutos até a térmica. O GNL é importado pela Petrobras e entregue à Sulgás, distribuidora de gás natural do Rio Grande do Sul, que contrata a regaseificação e o transporte do energético em território argentino e, depois, em território nacional, para atendimento à usina. Este será o terceiro ano consecutivo que Uruguaiana é acionada em caráter de urgência. Nas últimas vezes que foi acionada, a térmica operou abaixo da capacidade instalada (640 MW), produzindo entre 240 MW médios e 490 MW médios. Ainda não se sabe quanto de energia a usina produzirá desta vez. (Valor Econômico - 10.02.2015)

MME oficializa volta da UTE Uruguaiana

O MME publicou portaria hoje, oficializando o início da operação da UTE Uruguaiana (RS - 639 MW), da AES Brasil. De acordo com a portaria 28, o MME alega que tem por dever zelar pelo equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia e reconhece a necessidade da usina gerar energia de forma excepcional e temporária para atender o SIN. A UTE Uruguaiana, movida a gás natural, terá o combustível transportado na malha de gasodutos da Argentina até a fronteira com o Brasil, e a partir desse ponto até a usina. A AES já havia divulgado que a usina entraria em operação. Ainda de acordo com a portaria, os custos fixos para a operação da usina e de manutenção poderão ser recuperados por meio do encargo destinado à cobertura dos Custos do Serviço do Sistema. A AES Uruguaiana não deverá arcar com o impacto financeiro de uma eventual inadimplência no mercado de curto prazo no processo de contabilização da CCEE. A UTE Uruguaiana será acionada durante 60 dias. Ela está fora do sistema desde maio de 2008, quando a argentina YPF deixou de fornecer gás para ela. Desde então, ela foi acionada em 2013 e 2014 em caráter emergencial. (Agência CanalEnergia - 11.02.2015)

Brasil importa gás da África para reativar termelétrica no RS

O Brasil está importando gás natural da África para garantir o funcionamento de uma usina térmica no Rio Grande do Sul tida como decisiva no reforço ao sistema elétrico nacional. A termelétrica de Uruguaiana, na fronteira da Argentina, começou a operar na semana passada por um período emergencial de 60 dias e, segundo dados do ONS, tem o terceiro custo mais elevado entre as abastecidas com gás natural no país. Nos primeiros dias de operação, de acordo com dados do ONS, o custo do megawatt-hora em Uruguaiana foi de R\$ 471,30. Em média, as térmicas a gás custaram R\$ 241,17. As 12 térmicas a carvão custaram em média R\$ 170,96 no mesmo período. O acionamento emergencial da unidade foi citado

no início do mês como uma "manobra" pelo ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, para fortalecer o sistema nacional. Com o baixo nível dos reservatórios e a alta demanda de consumo do verão, o risco de desabastecimento preocupa o governo. Afastada de grandes centros e sem ligação com o gasoduto Brasil-Bolívia, a usina térmica no Rio Grande do Sul depende do aval do governo argentino para ser ligada. Para convencer o país vizinho a liberar gás natural à termelétrica, o Brasil teve que importar o insumo da Nigéria por meio de uma subsidiária da Petrobras, transportá-lo de navio até a Argentina e injetar o carregamento na rede de gasodutos argentinos. A Sulgás, uma estatal do Rio Grande do Sul, faz a intermediação entre uma companhia argentina e a AES, empresa que opera a térmica de Uruguaiana. A usina funcionava com gás natural encaminhado diretamente pela Argentina até 2009, quando o governo do país vizinho passou a limitar o envio do produto para o exterior por causa do desabastecimento do mercado interno. Desde então, foi ligada apenas por períodos de 60 dias em 2013 e em 2014. Nas duas oportunidades, o Brasil fez operação parecida de transporte, mas com gás importado de Trinidad e Tobago, na América Central. Se for ligada na capacidade total, a térmica consumirá 2,4 milhões de metros cúbicos de gás por dia, quantidade superior a tudo que o Rio Grande do Sul consome diariamente por meio do gasoduto Brasil-Bolívia. (Folha de São Paulo - 20.02.2015)

Governo quer transferir térmica pronta do Sul para o Sudeste

A termelétrica Uruguaiana, localizada no Rio Grande do Sul e operada pelo grupo AES Brasil, pode ser transferida para São Paulo ou Rio. O ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, disse em entrevista exclusiva ao Broadcast, serviço em tempo real da Agência Estado, que a medida está em estudo em razão da dificuldade no fornecimento de gás na região, que deixa a usina parada a maior parte do tempo. Segundo Braga, a decisão depende de estudos e de um cronograma de trabalho da empresa. O presidente da AES Brasil, Britaldo Soares, confirma que, em reunião recente com o ministro para tratar da retomada da operação de Uruguaiana, a transferência da termelétrica foi discutida. O primeiro entrave é exatamente o fornecimento do gás. Sem uma garantia firme de que terá o gás, a térmica correria o risco de enfrentar em novo endereço os velhos problemas. Inaugurada em dezembro de 2000 para operar com o gás comprado da Argentina, a térmica Uruguaiana parou de funcionar em 2009, quando o país vizinho interrompeu o fornecimento do insumo. Ficou cinco anos totalmente parada. De lá para cá, opera eventualmente quando há necessidade de maior oferta de energia em razão de seca. O outro obstáculo, segundo Britaldo, seria a escolha do lugar adequado e a obtenção da licença ambiental. Como os equipamentos são do final da década de 90, eles são mais poluentes que os equipamentos modernos. Governo e empresa não têm ainda a estimativa do

custo para a transferência da usina. O ministro Braga acredita que ficaria abaixo de 10% do valor de Uruguaiana. Haverá necessidade de um novo projeto com a utilização de equipamentos já existentes e novos. Enquanto não se decide sobre o destino de Uruguaiana, a térmica tem sido acionada apenas esporadicamente para reforçar a oferta do sistema nos momentos que os reservatórios das hidrelétricas estão baixos. Foi acionada em 2013 e 2014 por 60 dias e, neste ano, opera desde o dia 12 de fevereiro com previsão de funcionar também por 60 dias. (O Estado de São Paulo – 04.03.2015)

Produção de gás no Brasil bate novo recorde e cresce 20,2%

A produção de gás natural em janeiro bateu novo recorde, alcançando aproximadamente 96,6 milhões de metros cúbicos de gás natural. O recorde anterior era de dezembro de 2014, de 95,1 milhões de metros cúbicos de gás. De acordo com dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, a produção de gás natural aumentou 20,2% frente ao mesmo mês em 2014 e 1,5% se comparada ao mês anterior. A produção de petróleo foi de 2,469 milhões de barris diários. Houve aumento de 20,3% na produção de petróleo se comparada com o mesmo mês em 2014 e redução de 1,1% na comparação com o mês anterior. A produção de gás no pré-sal, oriunda de 43 poços, foi de 4,5 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural. O aproveitamento do gás natural no mês foi de 95,8%. A queima de gás natural em janeiro foi de 4 milhões de metros cúbicos por dia, uma redução de aproximadamente 16,6% em relação ao mês anterior e de 15,6% em relação a janeiro de 2014. Já a produção de petróleo no Brasil no mês de janeiro alcançou aproximadamente 3,077 milhões de barris de óleo equivalente por dia. A produção de petróleo e gás natural no Brasil foi oriunda de 9.121 poços, sendo 835 marítimos e 8.286 terrestres. O campo com o maior número de poços produtores foi Canto do Amaro, na bacia Potiguar, com 1.107 poços. Marlim, na bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores, 61 no total. (Agência CanalEnergia – 06.03.2015)

Fiemg lança estudo sobre impactos do gasoduto

A Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais (Fiemg) lançou nesta semana um estudo sobre os impactos econômicos da construção do gasoduto que abastecerá a unidade de fertilizantes da fosfatados da Petrobras em Uberaba (MG) e ligará o município de Queluzito, região metropolitana de Belo Horizonte, ao Triângulo Mineiro. De acordo com o presidente da Fiemg Regional Centro-Oeste, Afonso Gonzaga, além de abastecer a fábrica de fertilizantes, o gás poderá ser utilizado por pelo menos 114 grandes empresas instaladas na região. "O gasoduto pode ser considerado o projeto mais importante de Minas Gerais dos

últimos 30 anos. A passagem do gás beneficiará 31 cidades que abrigam cerca de 3,6 mil micro, pequenas, médias e grandes companhias que sejam da área de fertilizantes, calcário e metalurgia. A qualificação industrial da região melhorará muito", afirmou o diretor em entrevista ao Broadcast, serviço em tempo real da Agência Estado. Segundo ele, a região por onde o gasoduto passará representa 26% do Produto Interno Bruto (PIB) mineiro e 39% da arrecadação de ICMS do Estado. "Além de permitir uma redução de custo industrial em um momento de crise no setor de energia elétrica, pode ajudar a colocar a região na vitrine de novos investidores", completou. Chamado de Projeto NovoGásOeste, o estudo da Fiemg tem o objetivo de apoiar e monitorar a implantação do gasoduto, que terá investimentos de R\$ 1,8 bilhão, com 450 quilômetros de extensão. Também é uma forma de engrossar o movimento de pressão da sociedade, agora da indústria, para que o gasoduto tenha seus processos aprovados e que se iniciem as obras. A viabilidade financeira da obra ainda está sem definição. Havia uma Proposta de Emenda à Constituição (PEC 68) tramitando na Assembleia Legislativa de Minas Gerais que abria a possibilidade de venda das ações de empresas estatais não controladas diretamente pelo Estado, sem a necessidade de aprovação da assembleia e de referendo popular. Seria uma alternativa à Gasmig, responsável pela construção do gasoduto, em buscar recursos com investidores externos já que a empresa não contará mais com dinheiro da Petrobras pela estatal ter vendido sua participação na empresa mineira de gás. (O Estado de São Paulo – 08.03.2015)

Governo de São Paulo estuda viabilidade de novo gasoduto

O governo do estado de São Paulo busca uma alternativa para ter mais gás natural e assim destravar investimentos em térmicas de base. Essa forma de ter mais desse energético se daria por meio de um novo gasoduto e que é chamado de Rota Quatro do Gás e poderia atender a demanda e viabilizar térmicas do grupo AES e da Duke Energy, que estão na fase de planejamento e não saem do papel por falta do combustível. De acordo com o secretário de Energia do Estado, João Carlos Meirelles, o governo avalia ter um novo gasoduto cujo energético não seria associado ao petróleo. Esse combustível entraria por Santos e São Vicente utilizando as atuais faixas de servidão existentes da Emae que sobem a serra do Mar. A demanda, disse Meirelles, seria estimulada inicialmente com a oferta de GNL em um terminal ainda a ser feito, lembrando dos projetos existentes no Pernambuco e do Rio Grande do Sul e negociados no A-5 de 2014 pelo Grupo Bolognesi. Assim, argumentou o executivo, começaria a se estimular o consumo por gás no estado e assim, quando a construção de um gasoduto estivesse pronta, ter toda a capacidade de escoamento contratada. (Agência CanalEnergia – 09.03.2015)

Brasil perde direito a voto na Agência Internacional de Energia Atômica

O Brasil não pagou sua contribuição obrigatória à Organização dos Estados Americanos (OEA) no ano passado. Segundo relatório da entidade obtido pela Folha de São Paulo, o governo brasileiro pagou apenas US\$ 1 em 2014, em vez dos US\$ 8,1 milhões que devia. O país tampouco informou à OEA quando e se pretende pagar os US\$ 10 milhões da cota de 2015. O jornal "O Estado de S. Paulo" revelou que o Brasil perdeu direito a voto na Agência Internacional de Energia Atômica, depois de acumular uma dívida de US\$ 35 milhões. (Folha de São Paulo - 10.03.2015)

Uso do gás natural cresceu 15,4% em janeiro, segundo Abegás

Levantamento da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado mostra que o uso de gás natural no país cresceu 15,4%, na comparação entre janeiro de 2015 e o mesmo período do ano passado. A manutenção do despacho termelétrico continua a puxar o consumo, que apresentou crescimento de 54% na comparação anual e chegou a 78,1 milhões de m³/dia no primeiro mês deste ano. O presidente-executivo da Abegás, Augusto Salomon, defende uma nova política energética para viabilizar a entrada do gás na matriz elétrica nacional. De acordo com ele, o incentivo à geração distribuída e à cogeração a gás natural reduziria o custo da geração termelétrica e elevaria a eficiência na geração de energia no país. Ainda segundo Salomon, uma planta de cogeração pode ter uma eficiência de até 95%, enquanto uma termelétrica de ciclo combinado não ultrapassa 60%. A cogeração a gás natural apresentou retração de 15,7% no consumo, na comparação entre janeiro de 2015 e dezembro de 2014, e 3% na avaliação anual. Em janeiro de 2015 o segmento industrial apresentou crescimento de 1,2% na comparação com o mesmo mês do ano anterior e 3,2% na comparação com dezembro de 2014. O resultado vem do aumento da produção industrial do período. Já o setor comercial apresentou diminuição de 1,5% na comparação anual e de 15% na comparação entre o primeiro mês de 2015 e o último de 2014. O consumo residencial, cujo maior mercado encontra-se na região Sudeste, apresentou retração de 30,6% na comparação entre janeiro de 2015 e dezembro de 2014. O resultado reflete a crise hídrica na região e também a sazonalidade do período de férias, quando muitas pessoas viajam. No período de um ano essa queda foi de 7%. O segmento automotivo registrou retração de 8%, na comparação com o mês anterior em virtude da sazonalidade do período de férias. Na comparação, a retração foi de 3%. (Agência CanalEnergia - 12.03.2015)

Bolívia e Brasil fazem pacto para aumentar integração energética ainda mais

O ministro de Hidrocarbonetos e Energia da Bolívia, Luis Alberto Sánchez e o ministro de Minas e Energia do Brasil, Eduardo Braga se reuniram para acordar a ampliação do processo de integração energética entre os países, em particular no setor elétrico. Mediante nota de imprensa, Sánchez informou que a reunião permitiu a criação de um grupo de trabalho que tem o objetivo de ampliar a integração energética entre ambas as nações, com a assinatura de acordos entre instituições homólogas do setor elétrico. "Em nossa visita ao Brasil, chegamos a acordar a ampliação do processo de integração energética entre ambos os países, especificamente no setor elétrico", indicou o ministro, antes de explicar que as equipes técnicas das duas nações trabalharam para a assinatura de um Memorando de Entendimento com o objetivo de estudar conjuntamente a viabilidade e o desenho final para a construção da hidrelétrica Binacional Rio Madeira e Cachuela Esperanza. (La Razón - Bolívia - 13.03.2015)

Parlamentares reinstalam Frente Pró-Gás Natural

Deputados e Senadores vão reinstalar na próxima quarta-feira, 18 de março, às 17:30 horas, a Frente Parlamentar Mista Pró-Gás Natural. O colegiado, que tem a adesão de 228 parlamentares, será coordenado pelo deputado Antônio Carlos Mendes Thame (PSDB-SP). Na legislatura passada, o colegiado reuniu 222 congressistas. Após a instalação da frente, será apresentado o estudo "Impactos Econômicos de Uma Redução no Preço do Gás Natural", realizado pela Fundação de Instituto de Pesquisas Econômicas. (Agência CanalEnergia - 18.03.2015)

Setor de gás defende a privatização de estatais

O programa de desinvestimentos da Petrobras é uma oportunidade de negócios para empresas interessadas em investir no mercado de distribuição de gás canalizado, mas não é suficiente para companhias interessadas no controle das concessionárias, disse Sergio Soares, diretor de planejamento e regulação da Gas Natural Fenosa, empresa espanhola que controla as distribuidoras CEG, CEG Rio e Gas Natural SPS no Brasil. A opinião é compartilhada pelo presidente da Comgás, Luiz Henrique Guimarães, que defende maior clareza sobre os planos estratégicos dos governos estaduais em relação ao desenvolvimento da indústria de gás natural. "Falta um plano diretor para os Estados. Saber qual a importância do gás dentro da matriz de um Estado" opinou Guimarães. Os dois executivos evitaram falar sobre o interesse de suas empresas nas distribuidoras da Petrobras, que detém, em geral, participações minoritárias em distribuidoras como Bahiagás (BA), Copergás (PE), SCGás (SC), Compagas (PR) e Sulgás (RS). A área de Gás e Energia da estatal deve ser a principal fonte de venda de ativos da companhia no biênio 2015/2016. A Petrobras divulgou este mês um programa

de venda de ativos de US\$ 13,7 bilhões para o período, sendo 40% do valor esperado com as vendas oriundo de seus ativos de energia, distribuição e transporte de gás. (Valor Econômico – 26.03.2015)

Brasil vai reformar usina por R\$ 60 milhões e doar para Bolívia

Em meio a uma crise de energia sem precedentes no País e em busca de fontes alternativas para evitar um racionamento, o governo brasileiro vai gastar R\$ 60 milhões para reformar e doar a usina térmica Rio Madeira, pertencente à Eletronorte, para a Bolívia. O MME está nas tratativas finais para viabilizar a negociação. Com potência de 90 MW, o empreendimento fica em Porto Velho (RO) e é capaz de fornecer energia para uma cidade de 700 mil habitantes. Segundo uma fonte, a usina precisa passar por uma "recauchutagem geral" para entrar novamente em operação. Antes de doá-la, a Eletronorte vai converter a usina para gás natural, combustível abundante na Bolívia. O dinheiro já foi transferido pelo governo para a Eletronorte, responsável pela reforma. A conclusão da Aneel deu aval para a continuidade das negociações, que agora estão em fase final. (O Estado de São Paulo – 29.03.2015)

A política de boa vizinhança no setor elétrico entre Brasil e Bolívia visa a melhorar relação diplomática dos países

Parte integrante dos compromissos bilaterais assumidos entre Brasil e Bolívia a doação da usina termelétrica Rio Madeira, tem por trás não apenas também necessidade de garantir a boa vontade dos bolivianos. Maior fornecedor de gás ao Brasil, o governo da Bolívia já aumentou duas vezes o preço do metro cúbico enviado ao País, mas garante o abastecimento de outras usinas brasileiras. Além disso, o Brasil quer viabilizar a construção de uma hidrelétrica binacional, na divisa entre os dois países. Trata-se de um projeto antigo e discutido há anos pelos dois governos, sem ter nenhuma decisão prática até hoje. O governo ainda terá que elaborar um memorando de entendimento para fazer a cessão formal à Bolívia, o que só deve acontecer quando a usina estiver pronta para ser enviada aos bolivianos. O ato também é enxergado como uma forma de melhorar a imagem do Brasil em La Paz, abalada desde a fuga do senador Roger Pinto Molina da embaixada brasileira, ajudado pelo diplomata Eduardo Sabóia. A Bolívia continua sofrendo com apagões, especialmente no interior do país, para onde deve ser enviada a termelétrica do Rio Madeira. (O Estado de São Paulo – 29.03.2015)

Consumo de gás natural avança 8,8% no primeiro bimestre

O consumo de gás natural no Brasil continua em alta. De acordo com um balanço da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado

(Abegás), houve um aumento de 3,2% na demanda em fevereiro em comparação com janeiro, somente no primeiro bimestre esse aumento ficou 8,8% na comparação com o mesmo período de 2014. O consumo em fevereiro foi de 80,6 milhões de metros cúbicos ao dia em média. O despacho termelétrico apresenta o maior indicador de crescimento na base de comparação bimestral, avançou 26,8%. Em fevereiro ante janeiro o avanço foi de 3,3%. Já a cogeração a gás natural recuou 1% na comparação entre fevereiro e janeiro. A entidade justifica essa queda por conta de uma pequena recuperação dos níveis dos reservatórios de UHEs. O uso residencial de gás voltou a subir após a sazonalidade de janeiro. O consumo aumentou 12,5% na base de comparação mensal e 10,4% ante o mesmo mês de 2014. Já os segmentos comercial e industrial cresceram 6,5% e 2,4%, respectivamente no primeiro bimestre do ano. A demanda de GNV avançou 3,4% no mês passado ante o registrado em janeiro. Segundo a Abegás, a rede de distribuição cresceu 12,4% somando mais de 28 mil quilômetros de dutos. O número de consumidores aumentou 8,4% totalizando mais de 2,6 milhões em todo o país. (Agência CanalEnergia – 31.03.2015)

Bolívia: Brasil e Argentina solicitaram o máximo de gás em março

Argentina e Brasil demandaram, de 1 a 30 de março, o volume máximo de gás natural estabelecido por contrato. O mercado brasileiro recebeu em média 33,21 milhões de metros cúbicos por dia (MMmcd) e o mercado argentino, 16,44 MMmcd. Segundo a imprensa local, o Brasil está requerendo o máximo volume contratual devido à demanda de geração térmica, uma vez que tem baixo volume de água em seus reservatórios. (La Razón – Bolívia – 02.04.2015)

ANP: recorde de aproveitamento de gás em fevereiro

A Agência Nacional do Petróleo destaca o aproveitamento recorde de gás natural em fevereiro. A produção alcançou 95,4 milhões de metros cúbicos, sendo que o aproveitamento foi de 96,6%, "o melhor já registrado", apontou o boletim divulgado no último dia 2 de abril. A queima de gás natural em fevereiro foi de 3,3 milhões de metros cúbicos por dia, uma redução de aproximadamente 19,3% em relação ao mês anterior e de 23,9% em relação a fevereiro de 2014. Cerca de 91,7% da produção de petróleo e gás natural foi proveniente de campos operados pela Petrobras. Aproximadamente 89,7% da produção de petróleo e 75,2% da produção de gás natural do Brasil foram extraídos de campos marítimos. O campo de Roncador, na bacia de Campos, foi o de maior produção de petróleo, com uma média de 339,2 mil barris por dia, e o campo de Lula, na bacia de Santos, foi o maior produtor de gás natural, com uma produção média de 11,9 milhões de metros cúbicos por dia. (Agência CanalEnergia – 06.04.2015)

Consumo de gás natural sobe 11,6% em 2014, diz ministério

O consumo de gás natural cresceu 11,6% em 2014 em relação ao ano anterior, para 100 milhões de metros cúbicos diários, mostra o Boletim Mensal da Indústria do Gás Natural, do MME. Segundo o órgão, o destaque ficou por conta da demanda para geração de energia térmica e do segmento industrial. Para suprir parte do aumento no consumo, a oferta nacional cresceu 9%, para 48,3 milhões de metros cúbicos diários. Já a oferta de gás importado totalizou 51,71 metros cúbicos por dia. Nesse grupo, a regaseificação de GNL avançou expressivos 36,8% e a importação de gás boliviano cresceu 3,4%. A produção nacional total, que envolve o gás ofertado mais reinjeções, queimas e utilizações no processo, aumentou 13,2%, atingindo média anual de 87,4 milhões de metros cúbicos diários. Ainda de acordo com o MME, em dezembro, foi atingido o recorde histórico da produção nacional, com a marca de 95,2 milhões de metros cúbicos por dia. Em nota, o ministério ressaltou que em janeiro e fevereiro de 2015, a produção nacional superou esse patamar, segundo dados preliminares. (Valor Econômico – 14.04.2015)

Brasil estuda implementar projetos termelétricos na Bolívia

O ministro de Energia boliviano, Luis Alberto Sánchez, disse que o memorando de entendimento entre Brasil e Bolívia, que deverá ser assinado em maio, deverá incluir o estudo da implementação de projetos termelétricos “em associação”, que estariam nos dois territórios e serviriam para abastecer o mercado do Brasil. (La Razón – Bolívia – 23.04.2015)

Produção de gás natural aumenta 14,6% em março

A produção total de gás natural no Brasil em março alcançou 95,6 milhões de metros cúbicos. Ela aumentou 14,6% frente ao mesmo mês em 2014 e 0,3% na comparação com o mês anterior. As informações estão no Boletim da Produção da ANP. Já a de petróleo e gás foi de aproximadamente 3,014 milhões de barris de óleo equivalente por dia, sendo 2,413 milhões de barris diários de petróleo. Houve aumento de 13,9% na produção de petróleo se comparada com o mesmo mês em 2014 e redução de 0,7% na comparação com o mês anterior. O aproveitamento do gás natural no mês foi de 96%. A queima de gás natural em março foi de 3,8 milhões de metros cúbicos por dia, um aumento de aproximadamente 16,2% em relação ao mês anterior e uma redução de 12,4% em relação a março de 2014. A produção no pré-sal, oriunda de 46 poços, foi de 672,9 mil barris por dia de petróleo e 25,5 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural, totalizando 833 mil barris de óleo equivalente por dia, um aumento de 2,9% em relação ao mês anterior. Cerca de 91,7% da produção de petróleo e gás natural foi proveniente de campos operados pela Petrobras. Aproximadamente

93,3% da produção de petróleo e 75,5% da produção de gás natural do Brasil foram extraídos de campos marítimos. O campo de Lula, na bacia de Santos, foi o maior produtor de gás natural, com uma produção média de 13,1 milhões de metros cúbicos por dia. (Agência CanalEnergia – 05.05.2015)

Comercialização de gás diminui na indústria, mas sobe para consumidores residenciais

Impactado pela desaceleração da economia, o volume de comercialização caiu 0,8% na comparação anual, para 1,30 bilhão de metros cúbicos. No segmento industrial, o consumo recuou 2,3%, para 892,3 milhões de metros cúbicos. Entre os consumidores residenciais, a demanda subiu 1,1%, para 39 milhões de metros cúbicos. A queda no volume de vendas só não foi maior por conta do aumento do uso do gás para geração de energia elétrica. O segmento de termogeração teve aumento de 8,9% na demanda, para 225,3 milhões de metros cúbicos. No segmento comercial também houve melhora no consumo, de 4,9%, para 28,7 milhões de metros cúbicos. O resultado financeiro também contribuiu para a queda do lucro no primeiro trimestre. (Valor Econômico – 06.05.2015)

Consumo nacional de gás natural cresce 0,5% em março

Levantamento estatístico da ABEGÁS aponta que o consumo de gás natural no país registrou aumento de 0,5% em março na comparação com fevereiro. O terceiro mês do ano fechou com consumo de 81 mi de m³/dia em média. O número de consumidores cresceu 8,4% nos últimos 12 meses. Hoje são mais de 2,6 mi em todo país, atendidos por mais de 28,4 mil km de rede de distribuição. Depois de meses consecutivos puxando a alta do consumo, a geração elétrica apresentou aumento de 2,7% em relação ao mês anterior. Na comparação com o 1º trimestre do ano anterior, houve crescimento de 17,5%. As térmicas a gás natural seguem despachando para atender a demanda de energia elétrica em todo o país. A utilização em residências apresentou o maior crescimento, 11%, enquanto no segmento de cogeração a variação foi de 6,6%, impactado pelo aumento do consumo nos estados de Pernambuco, Paraná, Minas Gerais, Bahia e Ceará. Seguindo uma tendência de recuperação, o setor comercial apresentou alta de 5,5% na comparação entre março e fevereiro de 2015. Em relação ao primeiro trimestre do ano passado, o crescimento foi de 1%. (Agência CanalEnergia – 11.05.2015)

Gás Natural é assunto de encontro no Rio

Nos dias 24 e 25 de junho, o Rio de Janeiro (RJ) recebe a 16ª edição do Seminário sobre Gás Natural. O evento se propõe a discutir sobre os temas prioritários na agenda do setor no Brasil, além de abordar a produção do recurso em outros

países da América Latina e a atual importância do GNV no mercado. A conferência é organizada pelo IBP. Ainda em junho, nos dias 15 e 16, ocorre em São Paulo (SP) o 8º Setrel - Seminário Nacional de Transportes das Empresas do Setor Energético. O intuito do fórum é reunir profissionais da área de transportes das empresas do setor de energia e demais segmentos, e ainda estimular a análise de assuntos relacionados ao tema nas áreas de operação, manutenção, planejamento e controle da frota de veículos. A última edição do congresso foi realizada em 2013. (Agência CanalEnergia - 12.05.2015)

Petrobras: Produção de gás natural se mantém estável em abril

A produção própria de gás natural da Petrobras no Brasil, excluído o volume liquefeito, ficou em 73 milhões de metros cúbicos por dia em abril, mantendo o mesmo patamar do mês anterior. Já a produção operada pela empresa no país, que inclui parceiros, chegou a 86 milhões de m³/dia. O aproveitamento do gás natural produzido atingiu 96,1% no mês de abril. Petrobras registrou 2,785 milhões de barris de óleo equivalente por dia de produção de óleo e gás natural, no Brasil e exterior, 0,8% superior ao volume registrado em março passado. (Agência CanalEnergia - 19.05.2015)

Excedentes de aço preocupam as siderúrgicas

Nas atuais condições do mercado internacional de aço, o aumento das exportações de produtos siderúrgicos aparece como um duro desafio para o setor, principalmente por causa do excesso de capacidade do metal no mundo. Segundo Marco Polo de Mello Lopes, presidente executivo do Instituto Aço Brasil, no entanto, os embarques nos primeiros três meses deste ano totalizaram 2,8 milhões de toneladas e US\$ 1,8 bilhão, o que representa alta de 39,5% em volume e de 21,6% em valor, quando comparados ao mesmo período de 2014. "Isso ocorre, principalmente, devido à remessa de placas semiacabadas." A exportação em 2014 foi de US\$ 9,78 bilhões e para este ano foi estimada em US\$ 13,5 bilhões. "Mas esse crescimento previsto se deve a fatores pontuais, como as operações casadas de empresas que são obrigadas a exportar placas por questões contratuais", diz o executivo, que cita entre essas a Companhia Siderúrgica do Atlântico (CSA) e a Gerdau Açominas. "Outro fator relevante foi o religamento do Alto Forno 3 da ArcelorMittal Tubarão em meados de 2014, no Espírito Santo, equipamento que se manterá funcionando durante todo este ano", salienta Lopes. Ele lembra que o setor de produção de aço já foi muito mais importante para a balança comercial brasileira do que é hoje. "Fomos exportadores fortes no passado, quando chegamos a representar 17% do superávit da balança e houve épocas em que cerca de 50% de nossa produção estava voltada para o exterior." Para ele o complicador representado pelo excedente de capacidade instalada de

aço no mundo é "monumental" e está provocando práticas predatórias de comércio e deprimindo os preços. Observa que, pelos últimos dados, essa capacidade chega a 700 milhões de toneladas e só a China participa com 400 milhões de toneladas do bolo. Lopes enfatiza que, não por acaso, a China vem invadindo com enorme poder de fogo o mercado internacional, desvalorizando artificialmente sua moeda, o yuan, e agredindo comercialmente a América Latina e o Brasil em meio a esse avanço. "A importação de aço chinês pelos brasileiros era de 1,3% em 2000 e no ano passado fechou em 52%, razão de sobra para que fique claro ser cada vez mais difícil para nossas empresas participar do mercado internacional." Lopes observa que a indústria de transformação no Brasil \rightarrow em que a siderurgia tem parcela muito forte \rightarrow vem perdendo participação na formação do PIB nacional de forma acelerada. "Os transformadores já chegaram a representar 25% do PIB e ficam hoje na casa dos 12%." A razão dessa queda é a perda de competitividade sistêmica da indústria brasileira, afirma. Ele explica que isso se deve a fatores como o custo elevado da energia elétrica e do gás natural, a questão tributária e os juros mais altos do mundo. "Tudo isso somado tira a possibilidade de competir tanto aqui dentro \rightarrow com o aço que chega de fornecedores externos \rightarrow como lá fora." (Valor Econômico - 27.05.2015)

ONS diz que térmicas não devem ser desligadas no curto prazo

O diretor-geral do ONS, Hermes Chipp, afirmou hoje (27) que não há perspectiva de desligamento das usinas térmicas no curto prazo. Chipp participou do Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico com outras lideranças do setor. As usinas térmicas são mais caras que as hidrelétricas, mas têm complementado a geração para preservar o nível dos reservatórios. Segundo Chipp, o motivo é a previsão de menos chuvas no período seco. Chipp afirmou que a perspectiva é que o nível dos reservatórios na Região Sudeste possa chegar a 20% em novembro. O diretor afirmou ainda que a situação agora é mais confortável do que no ano passado, e classificando como "praticamente nulo" o risco de um racionamento. Chipp também destacou que a carga do mês de maio ficou 2 mil megawatts abaixo da previsão que já tinha sido revista após as quedas registradas no quadrimestre janeiro-abril. Segundo ele, a revisão tarifária, medidas como a bandeira tarifária e o desempenho da indústria contribuíram para o resultado e uma nova revisão pode ser feita no final de junho. O diretor-geral da Aneel, Romeu Rufino, também disse não acreditar no desligamento de térmicas neste ano, mas afirmou que, no ano que vem, com a baixa da demanda e uma possível melhora do regime hidrológico, há perspectiva concreta de redução nas tarifas de energia no país. (Agência Brasil - 27.05.2015)

Ministro diz que país precisa dar prioridade a usinas térmicas para reduzir custo da energia

O ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, disse nesta quarta-feira que a meta do governo para este ano é adicionar à matriz energética uma geração de 6.400 megawatts com novas usinas. Até abril, destacou Braga, foram 2 mil megawatts. No caso de linhas de transmissão, a meta é construir 7.120 quilômetros neste ano. O ministro defendeu que, para reduzir o custo de geração e superar os desafios atuais, com a crise no setor, é preciso vencer os preconceitos e investir em usinas térmicas mais baratas, a partir de gás natural, carvão e nuclear. O ministro também citou a energia eólica e a energia solar. Braga disse que o Brasil vive um momento de transformação e de ajustes para vencer os desafios e crescer de uma forma sustentável. Segundo Braga, a energia nuclear é uma necessidade. Ele afirmou que o governo pretende construir quatro novas térmicas nos próximos anos, a partir de uma pré-seleção de 21 locais e que ainda vai precisar passar por uma avaliação da presidente Dilma Rousseff. Braga destacou ainda que o setor tem compromisso com o “realismo tarifário”. Ele disse que também que é preciso ser mais eficiente para ter um modelo sustentável. (O Globo - 27.05.2015)

Oferta de gás desperta interesse de investidor

A 13ª Rodada de Licitações da ANP, prevista para 7 de outubro, vai incluir sete blocos em terra, com foco em gás natural, na Bacia do Amazonas. Eles fazem parte da lista geral que prevê oferta de 269 blocos, distribuídos por dez bacias sedimentares, também em dez Estados. Estas áreas do Norte do país devem despertar muito interesse dos investidores, avaliam os especialistas, apesar das dificuldades logísticas e de infraestrutura. Embora o preço baixo do barril venha exigindo cautela das petroleiras, diretor comercial da Gas Energy, Ricardo Pinto, vê "excelente potencial" em bacias como a do Amazonas e do Solimões, sendo a logística o maior desafio de monetização das reservas de gás. Atualmente, as principais empresas na região são a Petrobras e um consórcio da russa Rosneft com a PetroRio (ex- HRT), que detém 16 blocos onshore na Bacia do Solimões. A PetroRio, por questões estratégicas, pretende se desfazer destes ativos. A Petrobras comunicou em abril a descoberta de uma nova acumulação de óleo e gás no Bloco AM-T-84, na Bacia do Amazonas. De acordo com a estatal, os primeiros testes mostram a presença de óleo leve e de gás em reservatórios arenosos. Essa concessão é operada pela Petrobras, que possui 60%, e tem como parceira a Petrogal, com os outros 40%. Se essa descoberta se traduzir, no futuro, em bons volumes de produção, ajudará a incrementar os números atuais da região. O boletim da ANP de março, mostra a retirada de 111,85 mil barris de óleo equivalente (contado óleo e gás) por dia, oriundos da Bacia do Solimões, sendo a maior parte de gás natural, com 13,56 milhões de metros cúbicos diários, puxados por campos da província de Urucu. Isso faz do Amazonas o quarto Estado em produção de gás, respondendo por 14,2% do total nacional. Em maio

de 2013, na 11ª Rodada, a Bacia da Foz do Amazonas (no Amapá) teve 13 áreas das 96 oferecidas arrematadas, cujos valores de investimentos mínimos obrigatórios somam R\$ 1,624 bi. O destaque desta lista ficou por conta do consórcio formado pela francesa Total (operadora, com 40%), a Petrobras e a britânica BP (30% cada uma), que arrematou cinco áreas. (Valor Econômico – 29.05.2015)

Geração a partir de gás vira opção de custo competitivo

O forte aumento nas tarifas de energia e os temores de interrupções no abastecimento têm levado a uma expansão na procura por gás, tanto o natural quanto o liquefeito de petróleo, para geração elétrica. A companhia não abre números, mas, segundo informou o diretor comercial da Comgás, Marcus Bonini, considerando somente a geração de energia, a economia com esse tipo de projeto é da ordem de 10% em relação ao abastecimento direto da rede elétrica. As vantagens são maiores se consideradas as sinergias trazidas pelo modelo de cogeração. Na Comgás, desde o ano passado, a procura para implantação de projetos para geração de energia praticamente dobrou. Segundo Bonini, o aumento de 50% na tarifas médias das distribuidoras na área de concessão da Comgás, em São Paulo, aumentou a viabilidade dos investimentos necessários para a geração própria. Mas mesmo antes disso, as incertezas em relação ao abastecimento tinham despertado a atenção das indústrias. A busca por novos clientes é uma das principais estratégias das distribuidoras de gás para driblar a queda no consumo das indústrias. Só no primeiro trimestre, a desaceleração da atividade fez com que o volume consumido pelo segmento industrial na Comgás caísse 2,3% em relação ao mesmo período de 2014, para 892,3 milhões de metros cúbicos. A meta agora é conectar entre 80 e 100 indústrias até o fim do ano. Nesse sentido, os projetos para geração de energia se mostram como um filão atrativo, pelo alto volume demandado. A Comgás tem notado ainda o aumento na procura para conversão de geradores a diesel para um modelo bicomcombustível, que aceita também o gás natural. Somente neste ano, estão previstas 40 migrações para esse sistema, que permite o funcionamento dos geradores, geralmente utilizados no horário de pico, por um período maior, de até 24 horas. Na Copagaz, que distribui GLP, vendido em botijões, o mercado para geração de energia ganhou tanta relevância que a empresa financia parte do investimento inicial para a implantação dos projetos. (Valor Econômico – 01.06.2015)

EPE projeta expansão da demanda e oferta de gás no Brasil até 2024

Estudos preliminares que vão servir de base ao novo Plano Decenal de Energia 2024, da EPE, apresentados hoje (9) no seminário Gas Summit Latin America, indicam que a demanda máxima de gás em 2024 aumentará 47 milhões de metros

cúbicos de gás diários ante 2015, o que significa expansão de 47%. A demanda passará dos atuais 100 milhões de m³/dia para uma demanda potencial de 147 milhões de m³/dia. O estudo ressalta também que a oferta potencial de gás crescerá 54 milhões de m³/dia, com aumento de 49% em relação a 2015. Com isso, a oferta avaliada atualmente em 110 milhões de m³/dia subirá para 164 milhões de m³/dia. O excedente no início do período 2015/2024 é estimado em 10 milhões de m³/dia, alcançando 17 milhões de m³/dia no final do período. Esse excedente, entretanto, pode chegar a 33 milhões de m³/dia se os terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL) de Pernambuco e de Sergipe forem conectados à malha integrada, o que é esperado por volta de 2020. O presidente da EPE, Maurício Tolmasquim pretende encaminhar o Plano Decenal 2024 ao MME no final de julho ou início de agosto. Os dados apresentados preveem a inclusão também do terminal de regaseificação do porto de Rio Grande (RS), para atender às usinas térmicas, e de um gasoduto para comercializar o gás no mercado da região. Os três terminais novos, do Sul e do Nordeste, totalizam capacidade de 47,5 milhões de m³ de gás por dia, e são propostos por empreendedores privados. O presidente da EPE assegurou que não é impossível, no futuro, haver a construção de gasodutos também no Nordeste para integrar a malha de distribuição de gás, em paralelo aos terminais de regaseificação. A projeção para 2024 considera o gás do pré-sal, na parte doméstica e esses terminais dão uma oferta potencial de gás muito grande. A EPE faz revisão ordinária do consumo e demanda de energia a cada quatro meses. Tolmasquim admitiu, porém, que se houver queda muito grande no consumo ou na demanda, diante do cenário econômico atual, os números poderão ser revistos antes do prazo previsto. (Agência Brasil - 09.06.0215)

Consumo de gás natural recua em abril, aponta associação

O consumo de gás natural no Brasil em abril totalizou 80,5 milhões de metros cúbicos diários, com queda de 0,29% em relação a igual período do ano passado, informou nesta terça-feira a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás). Em relação a março deste ano, o consumo em abril também apresentou retração de 0,28%. Na comparação com o mês exatamente anterior, o destaque positivo foi o setor residencial, que apresentou alta de 29% no consumo de gás natural, segundo a Abegás. Na mesma comparação, o consumo dos setores comercial e industrial tiveram altas de 4,2% e 1,5%, respectivamente. “Além do comportamento sazonal por conta das temperaturas mais amenas, o que eleva o consumo de gás natural em aquecedores de água, principalmente na Região Sudeste, a forte alta do uso residencial também é fruto dos investimentos realizados na expansão da rede de distribuição”, afirmou o presidente da Abegás, Augusto Salomon, em nota. O destaque negativo foi o setor elétrico. A utilização de gás natural para geração de energia em abril recuou

2,2% em relação a março – primeira queda mensal observada em 2015. De acordo com a entidade, a queda se deve à redução do consumo de energia no país. Outro segmento que apresentou queda no consumo na comparação mensal foi o setor automotivo, com retração de 1,8%. (Valor Econômico – 17.06.2015)

Uso de gás para geração térmica cai 2,2% em abril, segundo Abegás

O uso de gás natural para geração de energia elétrica caiu pela primeira vez este ano em abril. A utilização 2,2% menor, na comparação com o mês anterior, se deve à redução do consumo de energia elétrica no país, segundo a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado. No geral, o consumo de gás teve leve retração de 0,28% sobre março e de 0,29% sobre o mesmo mês do ano passado. O consumo ficou em 80,5 milhões de metros cúbicos por dia. O consumo de gás natural foi sustentado pela demanda do setor residencial, com alta de 29%, impulsionado pelo maior uso de aquecedores a gás natural, principalmente, na região Sudeste. Em cogeração, houve alta de 2,81%, e, no segmento industrial de 1,5% sobre março. (Agência CanalEnergia – 17.06.2015)

Ibama autoriza início de obras de usina térmica a carvão no RS

O Ibama emitiu a licença de instalação para a usina térmica Pampa Sul, projeto que pertence à empresa Tractebel Energia. A licença, assinada pela nova presidente do Ibama, Marilene Ramos, autoriza o início de construção da usina que será erguida no município de Candiota (RS). Há nove anos, o governo não contratava usinas alimentadas por carvão mineral, por causa de seus impactos ambientais. Pampa Sul tem previsão de iniciar operação em janeiro de 2019. Ao todo, o projeto da empresa é estimado em até R\$ 1,9 bilhão, com aplicação de R\$ 1 bilhão em equipamentos nacionais e R\$ 900 milhões em importação. A geração de empregos diretos é estimada em 1.848 vagas no segundo ano de instalação, quando a usina deve estar no auge das obras. Outros 8 mil empregos indiretos devem ser gerados. A Tractebel Energia, empresa do grupo GDF Suez, venceu o leilão de energia para construção da térmica em novembro do ano passado. Com 340 MW de capacidade instalada, a nova usina equivale a mais de 20% da energia gerada pelas 13 térmicas a carvão atualmente em operação, responsáveis por um total de 3.389 MW de potência. Pampa Sul vai usar carvão mineral extraído da jazida de Candiota. No processo de queima do combustível, esse carvão é queimado com calcário e areia, para reduzir gases poluentes. O projeto prevê a construção de dois reservatórios para captação de água no Rio Jaguarão, em Candiota. A térmica será conectada ao SIN, por meio de uma linha de transmissão já existente, na cidade de Bagé. (Zero Hora – 19.06.2015)

Ibama emite Licença de Instalação da UTE Pampa Sul

O Ibama emitiu a Licença de Instalação para a UTE Pampa Sul, localizada no município de Candiota, no Rio Grande do Sul. A hidrelétrica compreende uma unidade geradora de energia elétrica a partir da queima do carvão mineral, com capacidade de geração de 340 MW. A tecnologia será de combustão em leito fluidizado e o resfriamento das caldeiras será feito a partir da captação de água do reservatório, que vai ser construído no Rio Jaguarão. O projeto UTE Pampa Sul foi aprovado como empreendimento prioritário para geração de energia pela Portaria nº 187, de 8 de maio de 2015, do MME, e deverá fornecer energia elétrica para o mercado por meio do SIN, contribuindo para a estabilidade do sistema energético. No licenciamento da UTE Pampa Sul para a fase de instalação, é prevista a execução de 19 programas ambientais relativos aos meios físico, biótico e socioeconômico. As diretrizes estabelecidas pelo Ibama visam a significativa redução no consumo de água pela usina; alternativas de traçado das estradas de acesso para evitar impactos decorrentes do aumento do trânsito de caminhões na Vila de Seival, distrito de Candiota (RS); medidas de salvamento e prospecção arqueológica estabelecidas pelo licenciamento ambiental do Ibama em parceria com o IPHAN. As medidas estabelecidas pelo Licenciamento Ambiental possibilitaram conciliar modernização e preservação da história regional. (Agência CanalEnergia – 22.06.2015)

Terminais de GNL trarão excedente de 38 milhões de m³/dia de gás natural em 2024

De acordo com o presidente da EPE, Maurício Tolmasquim, com os terminais de GNL que serão construídos nos estados do Rio Grande do Sul, Pernambuco e Sergipe, estudos da EPE indicam que o excedente de gás natural chegará a 38 milhões de metros cúbicos por dia em 2024. Nesse ano, 46% da demanda potencial de gás será destinada ao setor elétrico. Esse valor considera a demanda máxima, mesmo com o uso das térmicas o tempo todo. Ainda de acordo com Tolmasquim, esse número é superior ao do Gasoduto Brasil-Bolívia, que tem capacidade de 30 milhões. O excedente em 2015 é de 10 milhões de metros cúbicos/dia. Esses terminais vão provocar alterações no Plano de Expansão da Malha de Transportes de Gás. Segundo Tolmasquim, no terminal de Rio Grande (RS), o próprio empreendedor, o Grupo Bolognesi, está propondo construir um gasoduto de Rio Grande até a região de Porto Alegre. Em Pernambuco, que também terá térmica da Bolognesi, e Sergipe, com projeto da Genpower, ainda não houve nenhum tipo de manifestação concreta. A participação das térmicas a gás na matriz saem de 8,3% e chegam a 10,3%. A EPE analisa uma nova edição do Pemat, mas ele só será feito se houver gás competitivo. O presidente da EPE também conta que nos próximos leilões de térmicas poderá ser usado o mesmo indexador usado no leilão de reserva de termelétricas, que é possível escolher qual o empreendedor quer usar, Brent ou outro. Para Tolmasquim, há uma

tendência de crescimento de térmicas a gás e o grande desafio do setor é saber como operar essas térmicas em um período em que grandes blocos de energia, como o da UHE Belo Monte (PA - 11.233 MW) vão entrar em operação. (Agência CanalEnergia - 24.06.2015)

Prioridade de São Paulo é expandir oferta de gás natural para térmicas

Com a menor disposição para investimentos diretos, o "novo protagonismo" de São Paulo está focado na garantia de segurança de abastecimento do Estado, que representa o maior centro de carga do país. E isso passa pela viabilização da oferta de gás natural para abastecer usinas térmicas na região, afirma o secretário estadual de energia, João Carlos Meirelles. "Estamos muito empenhados em introduzir o gás de maneira definitiva na matriz de São Paulo. A hidroeletricidade sozinha não nos atende mais." Nesse sentido, o principal projeto é a chamada "Rota 4", rede de gasodutos que escoará o gás natural a ser produzido na Bacia de Santos e que tem potencial para dobrar a oferta para o Estado, hoje abastecido principalmente via o gasoduto Brasil-Bolívia, que garante 15 milhões de metros cúbicos por dia. Shell e Comgás estão já manifestaram interesse no projeto e a questão agora é como antecipar parte da oferta no insumo, que não deve se concretizar no curto prazo. Para isso, diz Meirelles, o Estado está mantendo conversas com o governo federal para viabilizar a construção um terminal de regaseificação de GNL a ser implementado nos portos de Santos ou São Sebastião. De acordo com o secretário, isso permitiria a antecipação de pelo menos parte da rota 4, sem capacidade ociosa. "São terminais que podem operar até 10 milhões de metros cúbicos por dia e dá pra viabilizar em 18 a 24 meses. Há uma fila de interessados", garante, sem citar nomes. Outra possibilidade seria fazer um "swap" de gás com a Petrobras. Nessa operação, o empreendedor entregaria GNL no terminal de regaseificação da petroleira no Rio de Janeiro e receberia o gás que já passa pelos dutos no espaço, numa espécie de troca de produto. Enquanto aguarda o aumento na oferta, o Estado pretende trabalhar com o que já tem. Nos próximos dias, a estatal Emae abrirá uma chamada pública para atrair parceiros para a construção de térmicas na zona sul da capital, no entorno de onde hoje já se encontra a termelétrica de Piratininga. Os empreendimentos seriam abastecidos pelo excedente de gás natural da Comgás, que hoje tem cerca de 1 milhão de metros cúbicos diários disponíveis. "Já temos os terrenos, as redes de energia e o gás. Entraríamos como minoritários com esses ativos e os privados entram com o investimento e possivelmente com a operação", aponta. (Valor Econômico - 26.06.2015)

ANP: produção de gás subiu 10,2% em maio

A produção de gás natural no Brasil em maio alcançou a marca de 93,1 milhões de metros cúbicos de gás natural. De acordo com dados da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, houve aumento de 10,2% frente ao mesmo mês em 2014 e queda de 1,3% na comparação com o mês anterior. A produção de petróleo foi de 2,412 milhões de barris diários de petróleo subiu 10,2% se comparada com o mesmo mês de 2014, 0,7% em relação ao mês anterior. O aproveitamento do gás natural no mês foi de 96,6%. A queima de gás natural em abril foi de 3,2 milhões de metros cúbicos por dia, uma redução de aproximadamente 12,5% em relação ao mês anterior e de 32,3% em relação a maio de 2014. Cerca de 93% da produção de petróleo e gás natural foi proveniente de campos operados pela Petrobras. Aproximadamente 93,3% da produção de petróleo e 77,4% da produção de gás natural do Brasil foram extraídos de campos marítimos. O campo de Lula, na bacia de Santos, foi o maior produtor de gás natural, com uma produção média de 13,4 milhões de metros cúbicos por dia. Os campos cujos contratos são de acumulações marginais produziram um total de 61,2 barris diários de petróleo e 21,2 mil metros cúbicos de gás natural. Dentre esses campos, Bom Lugar, operado pela Alvo Petro, foi o maior produtor de petróleo, com 23 bbl/d, e Morro do Barro, operado pela Panergy, foi o maior produtor de gás natural, com 20,2 Mm³/d. A produção de petróleo e gás natural no Brasil foi oriunda de 9.059 poços, sendo 803 marítimos e 8.256 terrestres. O campo com o maior número de poços produtores foi Canto do Amaro, na bacia Potiguar, com 1.096 poços. Marlim, na bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores, 62 no total. (Agência CanalEnergia – 01.07.2015)

Nova rota de gás em São Paulo é anunciada para 2022

O governo de São Paulo anunciou nesta terça-feira, 7 de julho, o projeto da Rota 4 do gás natural. O investimento inicial previsto e que deverá ser feito pela iniciativa privada está estimado em R\$ 8 bilhões e deverá estar pronto em 2022. Esse projeto trará gás natural associado das plataformas exploradoras do pré-sal da Bacia de Santos para um terminal da Comgás no estuário de Santos e daí será distribuído pelo estado. O empreendimento prevê colocar cerca de 15 milhões de metros cúbicos ao dia em todo o estado. O investimento, ressaltou o secretário de Energia do estado, João Carlos Meirelles, será totalmente privado. A Cosan e a Shell, controladoras da principal distribuidora de gás canalizado em São Paulo, a Comgás, são as principais cotadas para realizar o aporte. Enquanto o projeto não fica pronto, a demanda será incentivada por meio de seis novas térmicas a serem construídas em sociedade da estatal Emae com empresas privadas na área onde há atualmente a UTE Fernando Gasparian, na zona sul paulistana. Essas novas centrais deverão demandar até 6 milhões de metros cúbicos do insumo. Hoje a Comgás afirma ter de 1 a 1,5 milhão de metros cúbicos do insumo

disponível, o suficiente para abastecer uma das centrais planejadas de 250 MW. Para atender a essa demanda crescente o governo do estado negocia com a ANP e a Petrobras um contrato de swap de gás. A ideia disse Meirelles, é a de que se injete o gás liquefeito nos terminais ou da Bahia ou no Rio de Janeiro e fique com o mesmo volume do insumo que já transita pelo estado. Essa possibilidade é verificada ao passo que há capacidade ociosa nos terminais da petrolífera. Na avaliação do presidente da Cosan, Marcos Lutz, há um potencial enorme para o uso do gás natural no estado, seja nessas térmicas, bem como no uso de geração distribuída e cogeração. Aliás esse último segmento já vem sendo indicado pela Comgás como um dos mercados de maior potencial de crescimento em sua região de concessão. Apesar disso, ele comentou que a empresa poderia ter uma participação no projeto e não confirmou os investimentos. Disse que os estudos estão sendo feitos e que a Cosan coordenará esse grupo de estudos. E ainda, que a conclusão do projeto estaria vinculada a como se desenvolverá o plano de investimentos da Petrobras quanto à produção de hidrocarbonetos na região que deverá receber o gasoduto. (Agência CanalEnergia - 07.07.2015)

Consumo de gás natural cai 5,3% em maio

Levantamento estatístico mensal da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado, mostrou que a utilização de gás natural caiu 5,3% em maio de 2015 em relação a abril. Na comparação com o mesmo período do ano anterior, a queda foi de 5,4%. De acordo com Augusto Salomon, presidente-executivo da Abegás, a baixa da atividade industrial no país somada à maior queda de competitividade são as principais razões para o resultado. Ainda de acordo com ele, essa é a primeira vez nos últimos meses que todos os segmentos apresentaram redução do consumo. A geração elétrica apresentou o melhor resultado na avaliação dos cinco primeiros meses de 2015, com aumento de 9,9% em relação a igual período de 2014. Contudo, o resultado mensal também foi de queda, com baixa de 3,9% em relação a abril. O segmento industrial apresentou retração de 2,2% na comparação com o mês anterior. Na avaliação desde o início de 2015, manteve-se estável. A cogeração a gás foi a mais impactada pelo desempenho da indústria. Em maio teve queda de 13,2%, em relação a abril, e 6,9% no total do ano, em relação a igual período de 2014. O setor residencial, que nos últimos três balanços apresentou os melhores resultados, voltou a cair e terminou o mês com baixa de 3,5% na comparação com abril. Porém, no acumulado do ano teve alta de 1,3%. Já o comercial fechou maio com queda de 3,68%, em relação ao mês anterior, e alta de 2,3% no comparativo da somatória dos cinco meses de 2015, em relação a 2014. O total de consumidores chegou a 2,7 milhões em todo o país. A região Sudeste concentra o maior consumo de gás natural do país, com volume médio diário de 49,3 milhões de metros cúbicos, seguida pelo Nordeste, com 12,1 milhões de metros cúbicos. As

regiões Sul, Norte e Centro-Oeste consumiram 8,2 milhões de m³/dia, 3,7 milhões de m³/dia e 3,0 milhões de m³/dia, respectivamente. (Agência CanalEnergia – 10.07.2015)

MME planeja autorizar urgentemente termelétrica no Mato Grosso

Emergencialmente, o MME vai autorizar a instalação de uma usina térmica com 20 MW de potência em Querência, Mato Grosso, ainda em 2015. Já foi aprovado pela EPE um novo ponto de suprimento no município de Canarana, por meio de uma linha de transmissão em 230 kV a partir da futura Subestação Paranatinga, integrante do sistema de escoamento da UHE Teles Pires, com previsão de entrada em operação em 2019. Com duas fontes suprindo o sistema a partir de 2019, em Barra do Peixe e Canarana, haverá melhora significativa na qualidade, continuidade e disponibilidade do fornecimento de energia. O crescimento econômico da região fez com que seja necessário a viabilização de um novo ponto de suprimento para transmitir energia para as cidades. O sistema de distribuição para o Norte Araguaia é suprido apenas pela subestação Barra do Peixe, da Eletronorte, no município de Ribeirãozinho, na região sudeste do estado. (Agência CanalEnergia – 13.07.2015)

Governo estuda vender dutos de óleo e gás da Petrobras, sinaliza Levy

O ministro da Fazenda, Joaquim Levy, sinalizou, sem dar detalhes, que o governo acompanha a venda da malha de dutos de óleo e gás da Petrobras – o que poderia impulsionar as receitas públicas. Segundo ele, a operação tem potencial para criar investimentos também ao redor da malha dos dutos. A afirmação de Levy foi feita em meio a uma explicação sobre itens que podem gerar receitas ou impulsionar a atividade econômica. “Se o governo trabalhar fortemente em uma estratégia da oferta, a gente vai encontrar o caminho e segurança e vamos ter condições de superar essas metas que a gente botou aqui. Nesse sentido, há alguns termos que estamos discutindo entre nós e com a própria presidente. Tem projetos na parte de infraestrutura”, disse ele, citando como exemplos as concessões de portos e aeroportos. Levy continuou sua fala citando análises em andamento venda de ativos no setor de óleo e gás. “Todo mundo sabe que a eventual venda da malha dos dutos de gás e óleo pode, como nos Estados Unidos e em outros países, criar uma enorme capacidade de investimentos em volta dos dutos se o acesso a esses dutos for facilitado. Tem um potencial de alavancagem do PIB extraordinária se você facilitar o acesso aos dutos de óleo e gás”, afirmou Levy. Depois disso, Levy repetiu a menção aos dutos acrescentando que os ativos são da Petrobras. Segundo Levy, o governo não quer aumentar mais impostos, mas arranjar receitas de modo que beneficie também o setor privado. “Neste ano, não queremos aumentar a carga tributária. Queremos oferecer oportunidades

que nos ajudem e que ajudem as empresas”, afirmou. Ele citou como exemplos o recém-criado programa de redução de litígios tributários, que permite a quitação de dívidas tributárias. (Valor Econômico - 22.07.2015)

Governo vai desligar 21 térmicas e prevê economizar R\$ 5 bi

Com a melhora no regime de chuvas no centro-sul do País e o recorde de geração eólica no Nordeste, o governo decidiu ontem desligar 21 usinas térmicas a partir do próximo sábado. Somados, esses empreendimentos geram cerca de 2 mil MW médios a um custo de geração de R\$ 600 MWh, o que deve gerar uma economia de R\$ 5,5 bi até o fim do ano. A energia produzida pelas térmicas que serão desligadas é suficiente para atender cerca de 2,7 milhões residências. Mesmo com essa redução no custo, o ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, evitou prever o impacto da medida nas contas de luz, que vêm sofrendo sucessivos reajustes devido ao alto custo de geração de eletricidade no País. "Nos próximos dias, a Aneel irá estudar o impacto da medida nas bandeiras", prometeu Braga. A decisão de desligar esse conjunto de térmicas mais caras foi tomada por unanimidade pelo CMSE. Mesmo com o desligamento, restam cerca de 10.000 MW médios em térmicas ligadas. "Já tivemos 15.000 MW no momento crítico", destacou Braga. De acordo com o ministro, o nível dos reservatórios das hidrelétricas deve atingir o patamar de 30% nas regiões Sudeste e Centro-Oeste até novembro e os recordes de geração eólica da região Nordeste possibilitaram a tomada desta medida, proposta pelo ONS. Também contou, segundo o diretor-geral do ONS, Hermes Chipp, a redução na demanda de energia de cerca de 1,8% prevista para 2015. "O conjunto desses fatores nos permitiu tomar essa decisão com segurança", comentou. De acordo com o CMSE, o risco de déficit de energia nas regiões Sudeste e Centro-Oeste continua em 1,2% em 2015. Para a região Nordeste, o risco segue em zero. "Na prática, o risco de todo o sistema é zero", concluiu Braga. (O Estado de São Paulo - 05.08.2015)

Consumo de gás natural encerra primeiro semestre com alta de 2,3%

Levantamento da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado mostra que o consumo de gás natural aumentou 2,3% no primeiro semestre de 2015, na comparação com igual período do ano anterior. Apesar dos déficits registrados nos quarto e quinto meses do ano, o setor recuperou-se em junho, com crescimento de 1,5%. Puxado pelo consumo nas regiões Sul e Sudeste, o segmento residencial teve alta de 18,5% na comparação entre junho e maio de 2015, devido a sazonalidade do período de férias em que as famílias reduziram as viagens em função da momento econômico vivido, e 0,9% em relação ao primeiro semestre de 2014. Outro destaque foi o setor comercial, que cresceu

11,3% comparado a maio; e 3,3% em relação aos seis primeiros meses do ano anterior. “Os bons resultados refletem o investimento contínuo das concessionárias na expansão das redes de distribuição”, destaca Augusto Salomon, presidente-executivo da Abegás. A cogeração a gás registrou aumento de 11% em relação ao mês anterior e retração de 7,9% no semestre. Já a geração elétrica teve alta de 9,6% no primeiro semestre do ano e queda de 1,1%, na comparação entre os meses de junho e maio, reflexo da redução da demanda por energia elétrica no país. (Agência CanalEnergia – 05.08.2015)

Alongamento de dívidas da CDE regulariza pagamento à Petrobras, afirma Braga

O ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, disse em entrevista que a portaria interministerial 372/2015, que permitiu a repactuação de dívidas da Conta de Desenvolvimento Energético com os credores da Conta de Consumo de Combustíveis, vai regularizar a entrada de recursos no caixa da Petrobras. Braga lembrou que havia um descasamento no fluxo de caixa do fundo setorial em razão das liminares que suspenderam o pagamento dos custos da CDE por grandes consumidores, o que resultou em atrasos nos pagamentos à Petrobras. A estatal é responsável pelo suprimento de óleo para as termelétricas dos sistemas isolados. O alongamento do prazo para pagamento da dívida por 36 meses, não trará impacto para o consumidor ou para a tarifa de energia, além de acabar com o descasamento entre receitas e despesas da CDE. “Estamos agora dando um conforto de pagamento e uma segurança com relação ao fluxo de caixa”, disse o ministro. A portaria foi publicada no Diário Oficial da União desta quarta-feira, 5 de agosto. (Agência CanalEnergia – 05.08.2015)

Produção de petróleo e gás natural no Brasil alcança 2,9 mi de barris por dia em junho

A produção total de petróleo e gás natural no Brasil no mês de junho alcançou aproximadamente 2,997 milhões de barris de óleo equivalente por dia, sendo 2,396 milhões de barris diários de petróleo e 95,5 milhões de metros cúbicos de gás natural, segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Houve aumento de 6,7% na produção de petróleo se comparada com o mesmo mês em 2014 e redução de 0,7% na comparação com o mês anterior. A produção de gás natural aumentou 2,6% frente ao mês anterior e aumentou 10,3% se comparada a junho de 2014. A produção do pré-sal, oriunda de 52 poços, foi de 751,2 mil barris por dia de petróleo e 27,8 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural, totalizando 926,1 mil barris de óleo equivalente por dia, um aumento de 3,4% em relação ao mês anterior. O aproveitamento do gás natural no mês foi de 96,2%. A queima de gás natural em junho foi de 3,6

milhões de metros cúbicos por dia, um aumento de aproximadamente 12,9% em relação ao mês anterior e redução de 15,1% em relação a junho de 2014. O campo de Roncador, na bacia de Campos, foi o de maior produção de petróleo, com uma média de 371,1 mil barris por dia, e o campo de Lula, na bacia de Santos, foi o maior produtor de gás natural, com uma produção média de 13,1 milhões de metros cúbicos por dia. (Agência CanalEnergia – 06.08.2015)

Bendine comenta portaria interministerial que repactuou a dívida do fornecimento de gás e óleo para as térmicas da região Norte

O presidente da Petrobras, Aldemir Bendine, comentou rapidamente sobre a portaria interministerial que repactuou a dívida do fornecimento de gás e óleo para as térmicas da região Norte. Ele disse que a negociação feita no início do ano já previa a entrada de recursos da CDE. Mas ele frisou que a empresa não ficará no prejuízo. "Queria reafirmar aos acionistas que a empresa não vai ficar com prejuízo no fornecimento", afirmou em entrevista coletiva para divulgação dos resultados nesta quinta-feira, 6 de agosto. A venda de energia para o mercado livre caiu 25% no primeiro semestre para 907 MW médios em decorrência da migração de parte do lastro disponível para o mercado cativo, que registrou alta de 49% para 3.263 MWmed. A geração da empresa subiu 15% para 5 GWmed pelo maior despacho térmico pelo ONS e da maior capacidade instalada do parque termelétrico da Petrobras. No segundo trimestre, a empresa registrou redução de 2% na geração de energia em função da menor necessidade de despacho devido principalmente à elevação dos reservatórios do norte e sul. No segundo trimestre, o lucro da área caiu 91% para R\$ 90 milhões. O montante é resultante de registro de impairment da Unidade de Fertilizantes Nitrogenados V devido à exclusão do projeto da carteira de investimentos; e do estorno de crédito de ICMS nas operações de transporte de gás. Os investimentos da empresa caíram 13% de janeiro a junho para R\$ 36,174 bilhões. No segmento de Gás e Energia, houve recuo de 46% para R\$ 1,399 bilhão. (Agência CanalEnergia – 06.08.2015)

Térmica São João recebe aval para operação comercial de turbinas

A Agência Nacional de Energia Elétrica autorizou nesta quarta-feira, 12 de agosto, o início da operação comercial de cinco turbinas (UG1 a UG5) da UTE São João, em Araras (SP). As unidades alcançam 40,7 MW de potência. A Aneel aprovou ainda a operação comercial de uma unidade geradora (UG1 - 0,6 MW) da PCH Chupinguaia, localizada em Rondônia. (Agência CanalEnergia – 12.08.2015)

Mais térmicas poderão ser desligadas em outubro e novembro

Caso a hidrologia colabore os níveis dos reservatórios fique no planejado nos meses de outubro e novembro, mais desligamentos de térmicas poderão ocorrer. De acordo com o ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, isso ainda é uma tendência, sem poder fazer a previsão climática. A entrada em operação de várias usinas e o clima deverão ajudar o sistema a cumprir esse objetivo. Ele conta que para o biênio 2016/2017, a meta é desligar as térmicas de custo variável unitário maior que R\$ 400 por MWh. Ainda segundo Braga, hoje há uma sobra estrutural de 9 mil MW no sistema, bem diferente do início do ano, quando o panorama era bem mais difícil. Ele lembra que até novembro, a UHE Teles Pires deverá estar operando na totalidade e no fim do ano, vai haver o início da operação da usina da UHE Belo Monte e mais energia virá das usinas do rio Madeira - Jirau e Santo Antônio - deixando o sistema mais robusto. Ele não credita a queda no consumo de energia o motivador da decisão de desligar térmicas, que foi tomada na última semana, e sim a entrada em operação de um expressivo montante de energia ao sistema. Há o planejamento para que a tarifa seja reduzida de forma planejada, com segurança. (Agência CanalEnergia - 14.08.2015)

Usina térmica responde por 18% da geração de eletricidade

Com dificuldades crescentes de licenciar grandes empreendimentos hidrelétricos e com o avanço da construção de usinas a fio d'água, sem grandes reservatórios, as usinas termelétricas a gás natural, carvão natural e óleo combustível ganham espaço na matriz energética nacional. No início deste ano, as usinas termelétricas bateram um recorde, respondendo por quase um terço da geração de energia no país. As hidrelétricas deverão ter uma perda relativa de participação na matriz ao longo dos anos. Em um momento de transição, a participação dessas usinas deverá cair na geração total de energia. Em 2002, as hidrelétricas respondiam por 82% da produção de energia. Hoje, representam pouco mais de dois terços, enquanto as térmicas representam 18% atualmente, e as eólicas, 4%. Em 2024, a energia hidroelétrica responderá por 58%, a eólica por 11%, a solar por 3%, e as térmicas por 14%, segundo perspectiva preliminar do Plano Decenal 2024, elaborado pela EPE. (Valor Econômico - 18.08.2015)

Térmicas do Amazonas registram custos de R\$ 49,6 mi em julho

A Aneel aprovou de maneira provisória na última terça-feira, 18 de agosto, os valores de Custo Fixo Ajustado e Custo Variável Ajustado das termelétricas do estado do Amazonas referentes ao mês de agosto de 2015. Somados, os custos chegam a R\$ 49.686.195,48. A CCEE vai efetuar o ressarcimento para a Eletrobras Amazonas Energia desses custos por meio de Encargos de Serviços do Sistema, tomando como critério o rateio entre os agentes pagadores semelhante ao executado no ESS por restrição de operação no âmbito do Sistema Interligado

Nacional. Os custos totais da UTE Flores serão de R\$ 19.819.599,76. Já na UTE São José eles ficam em R\$ 10.840.642,60. Na UTE Iranduba, a soma dos custos vai ser de R\$ 6.062.164,83. Os custos referentes ao bloco IV da UTE Mauá chegarão a R\$ 938.507,05. No bloco I da UTE Mauá os custos ficarão em R\$ 757.032,05. Os menores custos são da UTE Electron, com R\$ 209.962,81. De acordo com a Aneel, o bloco IV da UTE Mauá tem modalidade de despacho Tipo I. Logo, o ressarcimento dos custos variáveis se dará em conformidade com as regras de comercialização instituídas. (Agência CanalEnergia - 19.08.2015)

MME autoriza Petrobras a exportar GNL ocioso

O Ministério de Minas e Energia publicou nesta quinta-feira, 20 de agosto, a portaria 388/2015, que autoriza a Petrobras a exportar até 6,6 milhões de metros cúbicos de GNL no mercado de curto prazo. A portaria foi publicada no "DOU". De acordo com a portaria, o excedente de gás a ser exportado pode ser composto por cargas vindas de uma só importação ou pela mistura de cargas importadas de diferentes fornecedores. Seu transporte deverá por meio de navios metaneiros, que sairão do país pelos terminais de regaseificação da Baía de Guanabara, de Pecem e da Bahia. Também há a indicação que a autorização para exportação está condicionada ao pleno abastecimento da demanda interna. A portaria poderá ser revogada caso exista algum risco ao pleno abastecimento do mercado interno, em caso de extinção judicial ou extrajudicial da sociedade ou consórcio autorizado; de requerimento da sociedade ou consórcio autorizado ou descumprimento da legislação. (Agência CanalEnergia - 20.08.2015)

Consultoria McKinsey & Company: Brasil tem potencial a explorar em óleo e gás

O Brasil poderia receber muito mais investimentos na indústria de óleo e gás se tivesse uma regulação mais amigável. Mudanças no ambiente regulatório que permitam atrair investimentos poderiam mudar a espiral de queda dos indicadores econômicos, avalia o norueguês Svein Harald Øygard, sócio diretor da área de óleo e gás da consultoria McKinsey & Company no Rio. Em entrevista ao Valor, o executivo, que está há dois anos no cargo, diz estar intrigado com o fato de o país ter uma abundância de recursos naturais, o que lhe garantiria uma situação mais confortável do que a atual. "A regulação, por exemplo, abriria espaços para investimentos em infraestrutura, geração de energia hidráulica, solar e eólica, bem como facilitaria fazer as coisas acontecerem no setor de óleo e gás", afirma. Esses investimentos podem ser um contraponto à situação macroeconômica brasileira, que se reflete em baixo crescimento e inflação alta, combinação que, para o executivo norueguês, tem espaço estreito para políticas. Há dois anos no Brasil, faz elogios à Petrobras. Na sua visão, a estatal se tornou

uma das empresas de energia mais respeitadas no mundo, com capacidades e tecnologia consideradas entre as melhores da indústria. A Noruega tem a petrolífera mais comparada com a brasileira, a Statoil. Ambas são têm ações em bolsa, de controle estatal e especializadas na exploração submarina. Mas pela avaliação de Øygaard, a partir da descoberta do pré-sal, "vários tipos de erros foram cometidos" no país. "Alguns deles, em grande parte fora da Petrobras, porque pensaram que ela seria capaz de arcar com todos os custos de investimento, e que não precisaria focar na busca de eficiências", afirma. Øygaard avalia que, atualmente, "todos estão procurando más notícias" sobre o país, enquanto tenta mostrar suas oportunidades aos clientes. (Valor Econômico – 03.09.2015)

Representantes no setor de gás veem momento ideal para testar novos modelos no mercado

Há representantes no setor que veem o momento de fraqueza da Petrobras como ideal para testar novos modelos no mercado brasileiro, desta vez com investidores privados. A Prumo, que controla o empreendimento construído pelo empresário Eike Batista no Porto do Açu, quer transformar parte da gigantesca área do porto em um "hub" para armazenamento de petróleo e transferência de gás natural liquefeito (GNL). Por meio da Rumo, o grupo Cosan planeja construir um gasoduto para escoamento até São Paulo do gás natural produzido no pré-sal da Bacia de Santos, um projeto conhecido como Rota 4. O grupo gaúcho Bolognesi é até agora o maior investidor privado em terminais de regaseificação de GNL no país, em projetos ancorados em termelétricas. Mais agentes dispostos a investir em infraestrutura também podem acabar por reduzir a dependência do país pelo gás da Bolívia. O contrato binacional que prevê a venda de 30 milhões de metros cúbicos de gás por dia para o Brasil vence em 2019. É comentado no mercado que a Bolívia não terá condições de renovar o contrato nos volumes atuais pois não investiu na exploração e desenvolvimento da produção de novos campos de gás. Segundo uma fonte, os bolivianos querem que a Petrobras adiante US\$ 5 bilhões para renová-lo. Na atual situação financeira da estatal, é improvável que o investimento seja feito. (Valor Econômico – 09.09.2015)

ANP: Petrobras exerce seu monopólio ao retirar desconto do gás

A decisão da Petrobras de suspender o desconto sobre o preço do gás natural ofertado no Brasil pode ser explicada, simplesmente, pelo exercício do poder de mercado da companhia, apontou o superintendente de comercialização da ANP, José Cesário Cecchi, em audiência pública na Câmara dos Deputados. "Ao retirar

o desconto, a Petrobras está fazendo nada mais do que exercer o seu monopólio, com o objetivo de maximizar os resultados da companhia”, afirmou Cecchi. Ele destacou que a petroleira é praticamente “o único” supridor e dono de toda a estrutura de transporte de gás natural no Brasil. Para o superintendente da ANP, há uma “ausência total de uma política de gás natural” no Brasil. Segundo ele, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) “até hoje não fez nada” para abrir o mercado e definir uma política de preço do gás natural. Para Cecchi, a Petrobras cumpre um papel legítimo de empresa que busca aproveitar sua posição no mercado para maximizar os ganhos. O técnico da ANP disse, no entanto, que resta ao governo fazer o esforço de inibir eventuais abusos no ambiente competitivo. “A Petrobras pratica isso com competência. Cabe ao Poder Executivo formular a política para o setor para a agência poder regulamentar”, afirmou Cecchi. Pela retomada dos descontos, representantes da Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) e Associação Brasileira da Indústria Química (Abiquim) firmaram posição na audiência pública. (Valor Econômico – 17.09.2015)

Projeto prevê 6 usinas térmicas em São Paulo

O projeto que prevê a construção de seis usinas térmicas na região da UTE Piratininga e que podem agregar cerca de 1,5 GW de capacidade instalada na zona sul da capital paulista. A ideia passa pela adoção de usinas de 250 MW em média cada e que necessita de cerca de 20 mil metros quadrados para sua instalação. A propriedade, calcula o diretor presidente da Emae, Luiz Carlos Ciochi, tem cerca de 500 mil metros quadrados, sendo que 250 mil metros apresentam viabilidade ambiental uma vez que era uma área industrial e que não necessita supressão de vegetação. As únicas partes na questão ambiental que precisam ser trabalhadas são a de emissão de gases e de ruídos, uma vez que a região é densamente povoada. Mas, na visão do executivo, essas questões podem ser facilmente atacadas uma vez que já existe o complexo de geração naquela região. O presidente da Emae disse que não há vários tipos de tecnologia nessas propostas que contam com a participação de grandes empresas, porém sem revelar seus nomes. Ele afirmou que a empresa não indicou preferência de tecnologia a ser empregada pela empresa parceira no projeto, mas acredita que tradicionais UTEs a ciclo combinado devem se destacar em decorrência de ser mais eficiente e por conta de questões ambientais. A conexão ficará a cargo do investidor. Mesmo com o ponto de conexão naquela região será necessário um reforço para adequar a transmissão à adição desse volume de capacidade de geração. Na área há possibilidade de conexão de 88 kV, 230 kV e de 345 kV. A meta é de que até o final de dezembro o resultado dessa chamada seja divulgada, pois há no processo três meses de prazo para análise das propostas e atendimento a dúvidas de investidores. Esses projetos deverão ter a energia negociada nos

leilões de energia nova da Aneel para o mercado regulado. (Agência CanalEnergia - 17.09.2015)

Custos de térmicas do Amazonas chegam a R\$ 61,2 milhões em agosto

A Aneel autorizou de forma provisória na última sexta-feira, 18 de setembro, os valores de Custo Fixo Ajustado e Custo Variável Ajustado das usinas termelétricas do Amazonas, relativos ao mês de agosto de 2015. Os custos totalizam R\$ 61,275 mi. O ressarcimento desses custos para a Eletrobras Amazonas Energia ficará a cargo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, por meio de Encargos de Serviços do Sistema, tomando como critério a divisão entre os agentes pagadores semelhante ao executado no ESS por restrição de operação no âmbito do SIN. Os custos da UTE Flores totalizam R\$ 26.924.643,53. Na UTE São José, eles chegam a R\$ 15.857.462,24. Já no bloco V da UTE Mauá, os custos totais serão de R\$ 9.730.364,52. Na UTE Iranduba, a soma dos custos vai ser de R\$ 7.932.647,79. Na UTE Electron, os custos ficarão em R\$ 330.627,53. Os menores custos serão os da UTE Aparecida, movida à óleo, que atingem R\$ 215.063,78. De acordo com a Aneel, o bloco IV da UTE Mauá possui modalidade de despacho tipo I, logo, o ressarcimento dos custos variáveis se dará de acordo com as regras de comercialização vigentes. (Agência CanalEnergia - 21.09.2015)

UTE CMPC é liberada a operar comercialmente no RS

A unidade geradora número 4 da térmica CMPC foi autorizada operar comercialmente, segundo despacho publicado no Diário Oficial da União na última sexta-feira, 18 de setembro. A UG tem 92,4 MW de potência. A usina está localizada no município de Guaíba, no Rio Grande do Sul. (Agência CanalEnergia - 21.09.2015)

Térmica a carvão no RS vai trazer investimentos de R\$ 3 bi para o estado

Foi anunciado na manhã da última terça-feira, 29 de setembro, um investimento superior a R\$ 3 bi para a implantação da UTE Termelétrica Ouro Negro, em Pedras Altas (RS). O protocolo de intenções foi assinado pelo presidente da Ouro Negro Energia, Silvio Marques Dias Neto, e pelo governador José Ivo Sartori. A termelétrica terá capacidade de 600 MW de potência, divididas em duas unidades. O projeto está em fase de licenciamento ambiental e tem previsão de conclusão da obra para 2020, começando a operar no ano seguinte. A construção do empreendimento vai gerar aproximadamente 4 mil empregos e a operação cerca de 500 vagas diretas. Com a construção da termelétrica haverá crescimento da segurança energética do RS, além de implicar redução de dependência de importação de energia, segundo o presidente da Ouro Negro Energia, Silvio

Marques Dias Neto. De acordo com ele, o empreendimento tem aspectos extremamente importantes, porque visa à eficiência operacional e ao resultado financeiro para seus acionistas e investidores, além de respeito e promoção socioambiental e desenvolvimento econômico regional. A Ouro Negro Energia já assinou dois termos de compromisso para o fornecimento de carvão mineral, firmado com a Companhia Riograndense de Mineração, e de calcário e cal, com a Companhia Brasileira do Cobre. O governador Sartori salientou a importância da instalação da usina termelétrica em Pedras Altas por contribuir para o crescimento da cidade e também dos municípios vizinhos e de toda a região. Para Sartori, quando uma região vai bem todos os municípios vão bem. O governador reafirmou ainda o compromisso de seu governo de ser um incentivador e articulador para o desenvolvimento das regiões de acordo com suas potencialidades. Segundo o secretário estadual de Minas e Energia Lucas Redecker, é preciso desmistificar o uso do carvão gaúcho, já que no empreendimento será usada tecnologia de ponta que reduz o dano ambiental e permite a geração de energia de qualidade e com baixo impacto. (Agência CanalEnergia - 01.10.2015)

Produção de gás natural bate recorde em agosto, segundo ANP

A ANP divulgou na última quinta-feira, 1º de outubro, o novo recorde da produção de gás natural no Brasil. Segundo a mesma, foram gerados 99,2 milhões de m³ por dia, valor que ultrapassa os 96,6 milhões de m³ por dia produzidos em janeiro de 2015. Houve ainda crescimento de 4,1% frente ao mês anterior e de 9,2% na comparação com o mesmo mês em 2014. O aproveitamento de gás natural no mês alcançou 95,4%. A queima de gás em agosto chegou a 4,6 milhões de m³ por dia, um aumento de 15,5%, se comparada ao mês anterior, e de 1,4% em relação ao mesmo mês em 2014. O principal motivo para o aumento da queima de gás natural foi o comissionamento da FPSO Cidade de Itaguaí, localizada no campo de Lula, na Bacia de Santos, que produziu uma média de 16,6 milhões de m³ por dia. (Agência CanalEnergia - 05.10.2015)

"Agenda Mínima para o Setor Petróleo Brasileiro": indústria nacional tem capacidade para atender 10% dos investimentos globais em petróleo e gás natural

Segundo o presidente do IBP Jorge Camargo, a indústria brasileira tem condições de atender até 10% dos investimentos globais em exploração e produção de petróleo e gás natural, da ordem de US\$ 700 bi anuais, caso haja uma política voltada ao desenvolvimento do setor de óleo e gás no Brasil. "Temos uma previsão para o ano que vem de investimentos em exploração e produção no Brasil em torno de US\$ 20 bi a US\$ 25 bi. Isso é muito pouco em relação ao

potencial do Brasil. O mundo todo vai investir US\$ 700 bi. O Brasil tem facilmente condições de capturar 7%, 8%, 10% desses investimentos globais, portanto duplicar, triplicar os investimentos em exploração e produção, conseqüentemente com implicações para [geração de] empregos, para crescimento [econômico] e para arrecadação [de impostos]". Lançada um dia após o anúncio do corte nos investimentos da Petrobras e na véspera da 13ª Rodada de ANP, a "Agenda Mínima para o Setor Petróleo Brasileiro" é composta por sete principais tópicos, sendo a maioria pleitos antigos do setor, amparados agora por outros segmentos industriais brasileiros. O objetivo é aumentar o volume de investimentos no setor, responsável por 12% do PIB Brasileiro. Entre os principais itens propostos estão a realização de leilões periódicos de áreas exploratórias, a simplificação do licenciamento ambiental e o aperfeiçoamento nos requisitos de conteúdo nacional. O documento defende ainda o fim do papel do operador único na exploração e produção no pré-sal, sob o modelo de partilha, tema em discussão no Congresso Nacional. (Valor Econômico - 07.10.2015)

Indústria fornecedora de petróleo e gás recorrerá ao MME para aumentar participação privada no setor

A indústria fornecedora do setor de petróleo e gás natural está contrariada com a presença dominante da Petrobrás como compradora e com os efeitos da crise da estatal. Ela recorrerá ao ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, para tentar emplacar uma série de medidas que tem o objetivo de ampliar a participação da iniciativa privada no setor. Na próxima terça-feira, 22 entidades empresariais vão ao ministro entregar uma "agenda mínima para o setor petróleo". O documento é assinado pela CNI, pelas federações estaduais de SP, do RJ, de MG, ES, RS e BA, além de 14 associações de fornecedores. Na pauta de reivindicações estão temas polêmicos que dependem da presidente Dilma e do Congresso. A presidente já deixou claro que não vai mudar as regras de conteúdo local, como quer a indústria. Para que outra reivindicação seja aprovada - a de que a Petrobrás deixe de ser obrigatoriamente protagonista no pré-sal -, os parlamentares terão que vencer a resistência da base aliada do governo ao projeto do senador José Serra. "Espero que o Planalto entenda do que estamos falando, em vez de ficar tentando pegar dinheiro de tudo que é canto", afirmou o presidente da Firjan, Eduardo Eugênio Gouvêa Vieira. (O Estado de São Paulo - 06.10.2015)

Produção de gás da Petrobras no país cai 2,8% em setembro

A produção própria de gás natural da Petrobras no Brasil em setembro, excluído o volume liquefeito, alcançou a marca de 75 milhões de m³/dia. O resultado foi

2,8% inferior ao alcançado no mês anterior, de 77,2 milhões de m³/dia. Já a produção média de gás natural no exterior no mês chegou a 15,5 milhões m³/d, 0,3% acima da produção de agosto, que foi de 15,4 milhões m³/d. A produção média de petróleo e gás natural da Petrobras, no Brasil e no exterior, em setembro, foi de 2,72 milhões de boed, frente a 2,88 milhões boed registrados em agosto. A produção média no país até setembro foi de 2,13 milhões de bpd. No mês de setembro, a produção de petróleo foi de 2,06 milhões de bpd. A redução de 6,7% em relação à produção de agosto ocorreu, principalmente, devido a paradas programadas de grandes plataformas, com destaque à parada da plataforma P-52 para manutenção. Na camada pré-sal, a produção de óleo e gás natural operada pela Petrobras na camada pré-sal se manteve acima de 1 milhão de barris de óleo equivalente por dia no mês de setembro, com produção média de 1,028 milhão de boed, tendo atingido o recorde histórico de 1,12 milhão de boed no último dia 15. (Agência CanalEnergia - 19.10.2015)

Gás é mais um mercado de interesse para a França no Brasil

Gás natural é outro interesse da França no Brasil. Associado ao óleo extraído do pré-sal, há gás. Nas estimativas da EPE, em 2024 a oferta de gás deverá ter um incremento na produção líquida potencial: dos 56 milhões de m³ do ano passado para 99 milhões de m³ diários. Na 13ª Rodada da ANP, realizada neste mês, a busca por gás natural para projetos termelétricos ganhou apelo entre as participantes, entre elas o grupo franco belga Engie (ex- GDF Suez), que arrematou presença em seis blocos licitados, associando-se à Parnaíba Gás Natural em dois blocos no Maranhão, e se unindo à canadense Alvopetro em quatro blocos no Recôncavo Baiano. (Valor Econômico - 21.10.2015)

EPE estuda desligar mais térmicas até o fim do ano

O governo pode decidir pelo desligamento de mais térmicas ainda este ano, caso novembro e dezembro sejam muito chuvosos. Segundo o presidente da EPE, Maurício Tolmasquim, se confirmada, a medida terá um efeito redutor nas tarifas de energia. Em Washington, no entanto, o ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, não descartou ter de ligar as térmicas novamente, devido ao impacto da seca sobre as hidrelétricas. Disse, porém, que ainda não há "nenhum indicativo" nessa direção. Em agosto, o governo já havia decidido desligar 21 térmicas de maior custo. A medida, segundo estimativas do CMSE, resultou na redução do custo de operação dessas usinas de cerca de R\$ 5,5 bi. Tolmasquim sinalizou que o PLD - o preço spot de energia - deve cair ainda mais este ano. O movimento se deve ao aumento da oferta de energia, à melhora da hidrologia e à redução da demanda. "Já está em torno de R\$ 200 [por megawatt-hora]. A tendência é cair mais. Acho que vamos ter situação de PLDs mais baixos", disse. Segundo ele, os

preços poderão ficar abaixo de R\$ 100 por MWh. Com relação à oferta de energia, a EPE registrou inscrição de 1.055 projetos - 47,618 mil MW no total - para o primeiro leilão de energia de 2016, marcado para fevereiro. Do total de projetos inscritos, 864 são de energia eólica, totalizando 21,232 mil MW. Em termos de capacidade, as térmicas a gás natural vêm em segundo lugar, com 36 usinas e 18.741 MW. A EPE também trabalha com a possibilidade de licitar seis hidrelétricas novas (529 MW). (Valor Econômico - 21.10.2015)

Eduardo Braga não descarta religar térmicas por causa da seca

Depois de o governo ter desligado termelétricas de maior custo em agosto, o ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, não descartou ter de ligar novamente usinas térmicas, devido ao impacto da seca sobre as hidrelétricas. Ele disse, porém, que ainda não há “nenhum indicativo” nessa direção. Na quinta-feira, o governo vai fazer uma avaliação ampla e profunda sobre a situação das bacias que têm impacto sobre os reservatórios de energia hidrelétrica no país, afirmou o ministro. Em Washington, Braga lembrou que foram desligados 2 mil MW de térmicas, cujo custo variável unitário era superior a R\$ 600, o que gerou uma economia de R\$ 5,5 bi neste ano. Segundo ele, a tendência inicial era reduzir o uso dessas usinas ainda mais. “Não há custo pior na energia do que não ter energia. E o Brasil tem hoje energia suficiente para atender a sua demanda. O importante agora é entender de que forma fazer isso com o melhor custo para que a tarifa seja cada vez menor no Brasil.” Braga disse que “nada está descartado”, mas ressaltou que não há nenhum “indicativo” de religar as térmicas. “O que temos neste momento são estudos aprofundados para que não tomemos nenhuma decisão precipitada de fazer novos desligamentos sem que tenhamos uma análise clara do impacto do El Niño”, afirmou ele, numa referência ao fenômeno meteorológico que tem efeitos sobre o clima. (Valor Econômico - 20.10.2015)

Eduardo Braga justifica desligamento das térmicas em agosto e faz especulações para a sequência do ano

O ministro disse que houve o desligamento em agosto porque houve a entrada de energia nova no sistema, ao mesmo tempo em que caiu o consumo. Ele lembrou que a previsão é de que entrem 6.400 MW de energia nova neste ano, dos quais 5.000 MW já entraram. “Nós estávamos com expectativas de fazer novos desligamentos no período úmido”, afirmou o ministro, observando, contudo, que pode haver algum impacto do El Niño. Segundo ele, é necessário um “monitoramento cada vez mais ajustado e próximo” para calibrar o planejamento em relação aos próximos passos. Braga observou que o Nordeste entra no fim do seu quinto ano de seca, enquanto o Sudeste e o Centro-Oeste

estão no terceiro ano. No Sul do Brasil, porém, a situação é diferente, destacou ele. “O Sul do Brasil está com água, como a gente diz na Amazônia, batendo na cumeeira. Itaipu está vertendo água”, afirmou Braga, destacando o papel fundamental de Itaipu na geração de energia para o Sudeste, garantindo 11.000 MW por dia para o consumo da região. O El Niño, nesse sentido, estaria favorecendo os reservatórios que produzem energia para a região Sudeste. Ao desligar as térmicas mais caras, a chamada bandeira vermelha caiu de R\$ 5,50 para R\$ 4,50 a cada 100 kW de consumo. Se houver o desligamento de mais termelétricas, poderia cair o valor da bandeira vermelha, um adicional sobre a conta que se deve ao uso das usinas térmicas, cujo custo é mais alto do que o das hidrelétricas. Braga se reuniu na sexta-feira, em Nova York, e na segunda-feira, em Washington, com investidores. Nesta terça-feira, ele se encontrou com o secretário de Energia dos EUA, Ernest Moniz. Os dois trataram da cooperação entre os dois países, especialmente nas áreas de tecnologia e energias renováveis. (Valor Econômico – 20.10.2015)

Bolívia e Brasil estudarão em novembro possível ampliação do contrato de venda de gás

Os governos de Bolívia e Brasil tratarão no próximo dia 24, em reunião bilateral, a possibilidade de ampliar o contrato de compra e venda de gás vigente entre ambos, informou o ministro de Energia, Luis Sánchez. O encontro foi firmado em reunião privada com o secretário-executivo do Ministério de Minas e Energia do Brasil, Luis Baratta, no país devido ao congresso da Olade, na cidade de Tarija. (Pagina Siete – Bolívia – 29.10.2015)

Construção de termelétrica deve produzir 1,5 mil MW para São Paulo

O secretário de Energia do Estado de São Paulo, João Carlos Meirelles, disse hoje (29) que a regulamentação do sistema de swap (troca operacional) de gás natural até o final do ano é uma etapa importante para a produção de até 1,5 mil MW de energia elétrica para São Paulo, a partir da construção de até seis termelétricas a gás natural em região próxima à Usina de Piratininga. A publicação do regulamento deve sair até o final do ano pela ANP. Meirelles se reuniu com o diretor da ANP, José Gutman, para debater o futuro sistema de swap de gás natural. Ele encontrou-se com os presidentes do ONS, Hermes Chipp, e da EPE, Maurício Tolmasquim. Ao longo do mês de novembro, o secretário pretende selecionar as melhores propostas dentre as 15 apresentadas na chamada pública para a construção das novas termelétricas no estado, que sejam compatíveis com a capacidade da região, cuja soma atinja 1,5 mil MW. A licitação para expansão da geração de energia a partir de fonte termoelétrica a gás natural foi lançada em julho deste ano. As termelétricas serão erguidas no mesmo terreno da Empresa

Metropolitana de Águas e Energia (Emae), na rede do Sistema Interligado Nacional (SIN). Segundo o secretário, o programa de ampliação “vigorosa” da produção de energia elétrica a partir de usinas térmicas precisa da visão estratégica da EPE, que define a política de projetos de longo prazo. Já a ANP define a disponibilidade e a forma do gás que irá alimentar as termelétricas. João Carlos Meirelles informou que as novas termelétricas de São Paulo serão movidas a gás proveniente da Bolívia ou de campos do pré-sal. “Com isso, precisamos urgentemente dessa definição do swap do gás. A boa notícia é que a ANP nos informou hoje que até o final do ano toda essa regulamentação técnica de gás estará publicada”. O swap será um dos elementos para a introdução do gás natural na matriz energética de São Paulo. (Agência Brasil – 29.10.2015)

ANP divulga produção de gás natural em setembro no Brasil

A ANP divulgou na última terça-feira, 3 de novembro, os dados referentes a produção de gás natural no Brasil no mês de setembro. De acordo com a ANP, a geração do recurso chegou a 97,4 milhões de m³ por dia, o que representa uma redução de 1,9% frente ao mês anterior. No entanto, se comparado com setembro de 2014, o valor é 9,5% maior. O aproveitamento de gás natural no mês alcançou 95%. A queima de gás, por sua vez, totalizou 4,9 milhões de m³ por dia, um crescimento de 5,9% em comparação com agosto, e de 23,5% em relação a setembro de 2014. A Agência também divulgou os dados a respeito da produção de petróleo no Brasil em setembro. O recurso registrou geração de 2,395 milhões de barris por dia, uma queda de 6% na comparação com o mês anterior, mas um aumento de 1,6% em relação a setembro de 2014. A produção total de petróleo e gás natural no país no período atingiu a marca aproximada de 3,008 milhões de barris de óleo por dia. Localizado na Bacia de Santos, o Campo de Lula foi o maior produtor dos dois recursos no mês. (Agência Canal Energia – 04.11.2015)

Termelétrica e terminal gaseiro darão impulso a Suape

O governo de Pernambuco transformou a decisão do grupo Bolognesi em construir uma usina termelétrica no Estado em uma nova frente de expansão do Complexo Industrial Portuário de Suape. A ideia é atrair um segundo empreendimento termelétrico e um investidor privado disposto a aplicar por volta de US\$ 600 mi em um terminal onshore de regaseificação (que converte gás liquefeito em gás natural) capaz de processar, no mínimo, 14 milhões de m³ por dia. "As negociações para esses dois empreendimentos já estão bastante avançadas", afirma Thiago Norões, secretário estadual de Desenvolvimento Econômico e presidente do Complexo Suape. O grupo Bolognesi venceu o leilão de energia A-5 realizado pela Aneel em novembro de 2014. Ele se comprometeu a erguer uma termelétrica com capacidade para gerar 1,2 GW, com previsão de

entrar em operação em 2019. O investimento é de R\$ 3,5 bi e as obras de terraplanagem em Suape estão programadas para ter início ainda em 2015. A usina deve consumir entre seis e sete milhões de m³ por dia de gás natural, a metade da capacidade mínima para viabilizar a construção de um terminal de regaseificação. Segundo Norões, a produção excedente do futuro terminal deve abastecer uma segunda usina térmica de iguais proporções à usina do grupo Bolognesi, com capacidade para gerar 1,2 GW. Uma empresa interessada no investimento está programando sua participação no próximo leilão de energia. O terminal gaseiro, porém, pode ter um porte ainda maior do que 14 milhões de m³. Nesse caso, o gás natural excedente pode ser utilizado para viabilizar, no futuro, investimentos petroquímicos. (Valor Econômico - 05.11.2015)

RS avalia construção de gasoduto ligando países da América Latina

O governo do RS, por meio da Secretaria de Minas e Energia, assinou um acordo de integração energética com a Argentina para avaliar a construção de um novo gasoduto que conecte Bolívia, Paraguai, Argentina, Uruguai e Brasil. O documento foi assinado pelo secretário de Minas e Energia do RS, Lucas Redecker, e pelo secretário de Energia de Corrientes (Argentina), Marcelo Gatti. O encontro foi realizado em Uruguaiana (RS), na última quarta-feira (11/11). Em agosto, as secretarias acertaram o trajeto do gasoduto, partindo da cidade boliviana de Yacuiba — a 3 km da fronteira com a Argentina —, passando pelo Paraguai até Corrientes. Nesse ponto, o projeto pode ter uma bifurcação, um lado para o Uruguai e outro para a fronteira oeste do RS. O projeto pode solucionar a falta de gás natural da térmica AES Uruguaiana. O próximo passo é procurar instituições financeiras dispostas a arcar com os custos do estudo técnico. No entanto, a viabilidade do projeto dependerá do custo envolvido, incluindo a parcela de investimento do Brasil, o custo do gás natural e, principalmente, a capacidade de fornecimento, segundo Redecker. "Se o projeto seguir os termos e moldes do transporte de gás que chega a Uruguaiana hoje, não nos serve. O estudo terá que apresentar condições de fornecimento constante de longo prazo e sem variações. Se houver bom fluxo, talvez seja possível distribuir para outros pontos do Rio Grande do Sul", afirmou o secretário. (Agência Brasil Energia - 16.11.2015)

Bolívia: Contrato de venda de energia para o Brasil sai no fim do mês

O ministro de Hidrocarbonetos, Luis Alberto Sánchez, anunciou que o contrato de exportação de energia elétrica com o Brasil deverá se concretizar até o fim do mês e, além disso, são estudados contratos com Peru e Paraguai. Sánchez ratificou que Argentina requer 1.000 MW por ano e que o Brasil precisa de 8.000 MWE anualmente. Por fim, indicou que, no caso brasileiro, é analisada a

construção de uma termelétrica de uso exclusivo. (La Razón - Bolívia - 17.11.2015)

Produção de gás natural da Petrobras no Brasil se mantém estável em outubro

A Petrobras divulgou na última terça-feira, 17 de novembro, sua produção própria de gás natural no Brasil referente ao mês de outubro, excluído o volume liquefeito, que chegou a marca de 74,7 milhões de m³/dia. Segundo a companhia, o montante se manteve estável em relação ao mês anterior, que alcançou 75 milhões de m³/dia. A produção média do recurso no exterior, por sua vez, acumulou 16,1 milhões de m³/dia, o que corresponde a 4,1% de crescimento em comparação com setembro, que totalizou 15,5 milhões de m³/dia. Já a produção média de petróleo e gás natural da Petrobras, no Brasil e no exterior, em outubro, atingiu 2,76 milhões de barris de óleo equivalente por dia, volume 1,6% maior do que foi registrado no mês anterior, que alcançou 2,72 milhões boed. Se considerado somente o volume produzido no País, a produção média de petróleo e gás natural da empresa chegou a 2,57 milhões de boed, um aumento de 1,6% frente aos 2,53 milhões produzidos em setembro. A produção de petróleo da companhia no Brasil em outubro totalizou 2,10 milhões de barris por dia. Esse índice reflete um crescimento de 2,1% em comparação com o mês anterior (2,06 milhões de bpd), traduzido muito em função do término das paradas programadas para manutenção de grandes plataformas, realizadas em setembro. Na camada pré-sal, a produção de óleo e gás natural operada pela Petrobras repetiu o cenário apresentado no mês anterior, se mantendo acima de 1 milhão de barris de óleo equivalente por dia, com produção média de 1,005 milhão de boed. No entanto, o volume é 2,3% inferior ao de setembro (1,028 milhão boed). (Agência CanalEnergia - 18.11.2015)

Brasil bate recorde na produção de petróleo e gás

A produção total de petróleo no Brasil alcançou em agosto volume recorde de 2,67 milhões de barris por dia, valor superior ao recorde anterior registrado em dezembro de 2014, quando a produção totalizou 2,5 milhões de barris por dia. Quando comparado ao mês de agosto passado, a produção registrou crescimento de 9,5%. Os dados são do Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural produzido pela Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis do MME. A produção de gás natural também foi recorde em agosto de 2015, com 99,2 milhões de m³/dia, ultrapassando os 96,6 milhões de m³/dia produzidos em janeiro desse ano. Houve crescimento de 4,1%, frente ao mês anterior e alta de 9,2% na comparação com o mesmo mês em 2014. A produção do pré-sal em agosto, oriunda de 54 poços, foi de 859,8 mil barris por dia de petróleo e 32,5 milhões de m³/dia de gás natural, totalizando 1,064 milhão de

barris de óleo equivalente por dia, um aumento de 2,9% em relação ao mês anterior. (Agência CanalEnergia – 23.11.2015)

Chuvas condizionarão número de térmicas ligadas, afirma presidente da EPE

O presidente da EPE, Mauricio Tomasquim, condicionou o número de térmicas ligadas no próximo ano ao que vai ocorrer no período chuvoso. Se chover bem no Sudeste, pode-se desligar algumas térmicas. Quanto ao Nordeste, acredita ser pouco provável um problema de abastecimento, mesmo com a região "enfrentando a maior seca da história". Indagado sobre a volta da bandeira verde ou amarela (o custo fica mais barato para o consumidor), ele também considera cedo falar, porque depende das chuvas. Segundo ele, há "muitas dezenas" de térmicas em operação hoje. (Valor Econômico – 03.12.15)

Produção de gás em MG pode chegar a 13 milhões de m³/dia, prevê CNI

A produção de gás natural do estado de Minas Gerais, hoje nula, pode chegar a 13 milhões de m³/dia em 2050, de acordo com projeção da CNI. Para isso, seria necessário investir US\$ 12,4 bi em exploração e produção em áreas da Bacia do São Francisco no período de 2017 a 2050. O estudo prevê que Minas se torne autossuficiente em gás natural por volta de 2026, caso os investimentos permaneçam em ritmo estável. "Com o aumento da produção, os preços podem cair de US\$ 12 para US\$ 7/mi de BTU, estimulando o consumo de gás no setor industrial", afirmou a CNI. A previsão é que a demanda das indústrias, hoje de 2,5 milhões de m³/dia, suba para 12 milhões de m³/dia em 2050. Os preços mais baixos devem favorecer especialmente às indústrias eletrointensivas, como siderurgia, pelletização de minério de ferro, alumínio, química, papel e celulose, vidro e cerâmica, setores que têm visto "uma rápida deterioração da competitividade nos mercados doméstico e internacional", destacou o estudo. O diretor Comercial da Gasmig, Sérgio da Luz Moreira, afirmou que Minas tem um grande potencial de produção e consumo de gás, mas ainda é sufocado pelos altos preços. Já Marco Antonio Castelo Branco, diretor presidente da Codemig, explicou que a falta de clareza e a lentidão nos processos regulatórios, como licenciamento ambiental, também têm desestimulado investimentos no setor. Outra contribuição da produção de blocos onshore para o estado é a criação de novos postos de trabalho. (Agência Brasil Energia – 03.12.2015)

Paraíba chega a 10 mil unidades consumidoras de gás natural

A PBGás, distribuidora de gás natural da PB, conectou 1.979 novos clientes entre janeiro e novembro deste ano, chegando à marca de 10 mil unidades consumidoras no estado. O número de ligações foi mais do que o dobro registrado no mesmo período do ano passado, quando a distribuidora

acrescentou 913 clientes à sua carteira. Somente nas cidades de João Pessoa e Campina Grande, foram conectados 260 edifícios e 168 estabelecimentos comerciais, onde o gás natural é utilizado como combustível para fornos, fogões, churrasqueiras e aquecimento de água de chuveiros, banheiras e piscinas. O ritmo acelerado de ligações foi atribuído à ampliação da rede de distribuição de gás no estado, além da expansão do mercado imobiliário nos últimos anos. O presidente da PBGás, George Morais, afirmou que a concessionária dará início à uma campanha online sobre as vantagens e utilidades do gás natural nos mercados residencial e comercial, com o objetivo de ampliar ainda mais o número de clientes. Atualmente, a PBGás tem 305 km de rede de distribuição de gás natural instalados em 14 municípios da PB. (Agência Brasil Energia – 04.12.2015)

GLP industrial ficará até 5% mais caro

A partir desta sexta-feira (4/12), o gás liquefeito de petróleo (GLP) vendido para o setor industrial custará um valor até 2,5% mais alto, de acordo com comunicado do Sindigás. O sindicato informou que a Petrobras fará um reajuste entre 2,5% e 5% no preço dos botijões de 45kg ou mais. Não haverá um novo aumento no custo dos botijões de 13kg, que em setembro deste ano passou por um reajuste. Para essa categoria, esse foi o primeira elevação em mais de dez anos, uma vez que o último reajuste da Petrobras foi realizado em 2002. Já o GLP comercializado em embalagens de 45kg ou mais ficou 18% mais caro em dezembro de 2014. De acordo com o Sindigás, a petroleira fez outro reajuste, dessa vez de 12%, no dia 25 de setembro desse ano. (Agência Brasil Energia – 04.12.2015)

Mercado do gás prevê novo cenário

Considerado um mercado travado devido à verticalização da cadeia nas mãos da Petrobras, o segmento de gás poderá passar por transformações nos próximos anos. Hoje a estatal detém 93% da produção do gás e 97% de sua malha de transporte, além das participações relevantes nas redes de distribuição e na ponta do consumo com o parque de termelétricas. A mudança desse cenário poderá vir por meio de diversos fatores. Além do acréscimo de produção com o gás associado do pré-sal e a crescente importância das térmicas, a estatal iniciou o processo de desinvestimento, vendendo ativos do segmento, o que poderá viabilizar a chegada de novos players. E há mudanças à vista na regulação. O primeiro ativo posto à venda é a participação de 49% na Gaspetro, holding que detém as participações em 20 distribuidoras estaduais de gás. Mas há expectativa de que também sejam alienadas participações na malha de gasodutos e no parque de 21 termelétricas. "A Petrobras não saiu da empresa, vendeu apenas uma participação minoritária para a Mitsui. Na prática, não muda nada", analisa

Ricardo Pinto, diretor da consultoria Gas Energy. Assim como ele, a maioria dos especialistas considera, porém, que a Petrobras ainda continuará com muito poder de regular o mercado. A expectativa é de que a Mitsui não altere a gestão e o fornecimento para as 20 distribuidoras nas quais a holding Gaspetro detém participação. A empresa afirma que desde que entrou no negócio de distribuição de gás no Brasil, por meio da Mitsui Gás em 2006, acumulou experiência e sua meta é aplicar esses métodos bem-sucedidos na Gaspetro e atingir uma sinergia de gestão entre as 19 distribuidoras, cooperando com a Petrobras. Além disso, pretende dar suporte ao investimento necessário para o crescimento do mercado de distribuição de gás natural. (Valor Econômico - 08.12.2015)

Abegás: mercado de gás no país possui imenso potencial e uma demanda ainda reprimida

Marcelo Mendonça, gerente de planejamento estratégico da Abegás, afirma que há um potencial imenso para o mercado de gás no país e uma demanda reprimida que poderia ser desenvolvida se as condições fossem mais favoráveis. Ele lamenta o fato de haver apenas um fornecedor porque não há acesso para o escoamento da produção dos campos de outros players a fim de atender as distribuidoras. "Isso seria fundamental para que o gás chegasse de uma forma mais competitiva, criando outras oportunidades, como o aumento do consumo do GNV, e também em veículos pesados como ônibus e caminhões", defende Mendonça. Para o analisa Ricardo Pinto, diretor da consultoria Gas Energy, nada muda se não for liberado o acesso à malha de transporte, o que poderá ocorrer via regulação ou entrada de novos competidores. Ele lembra que a Lei do Gás, de 2009, previu a regulamentação do unbundling (direito de outros competidores usarem a infraestrutura do operador dominante), que determina que o transportador não pode ser o carregador. A questão dependia de regulamentação, e, no final de 2014, a ANP colocou em consulta pública a revisão da Portaria 170/98, que estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, biocombustíveis e demais produtos. A principal alteração é a estabelecimento de concessões para quem quiser explorar gasodutos, mas a ANP mantém o regime de autorização para os já existentes e suas expansões. "Isso poderia atrair o interesse de uma nova empresa da cadeia em carregar o gás de empresas como Shell, BG, Total, Repsol, que poderiam ter interesse de acessar o mercado de gás se houvesse possibilidade de escoamento. Hoje elas entregam sua produção a um preço baixo para a Petrobras", lamenta Pinto. (Valor Econômico - 08.12.2015)

Bolívia e Brasil buscam renovar compra e venda de gás com projeção de até 30 anos e melhores preços

Bolívia iniciará com o Brasil a negociação para renovar o contrato de compra e venda de gás com a segurança de conseguir, a partir de 2019, um preço “muito melhor que o atual”, situado na média de US\$ 5 o milhão de BTU. O interesse de compra é de 20 a 30 anos, informou o ministro de Hidrocarbonetos, Luis Alberto Sánchez. A média de envio para o Brasil está entre 32 MMmcd e 34 MMmcd (milhões de metros cúbicos por dia). Na reunião com o Brasil, também serão tratados outros temas como a construção de hidrelétricas. (La Razón – Bolívia – 08.12.2015)

Bolívia negociará com Brasil um melhor preço para o gás natural

Bolívia e Brasil iniciarão nesta quinta-feira (10) as negociações para ampliar o contrato de compra e venda de gás natural que termina em 2019. O Governo boliviano busca um melhor preço para a venda do energético e que o prazo seja por 30 anos. A comitiva boliviana que viajará ao Brasil, composta pelos presidentes da YPFB e ENDE, se reunirá com o ministro de Minas e Energia do país, Eduardo Braga e seu vice-ministro de Energia, Luis Eduardo Barata. A comissão binacional que será formada após a reunião para a ampliação do contrato de compra e venda de gás também trabalhará no desenvolvimento de projetos de geração e transporte de energia elétrica. Luis Alberto Sánchez, ministro de Energia boliviano, explicou que a equipe técnica será formada por representantes das estatais ENDE e Eletrobrás e trabalhará em um projeto para construir uma termelétrica para uso exclusivo brasileiro. Além disso, a comissão desenhará “a linha de interconexão Bolívia-Brasil (que deverá ser construída) em dois anos e trabalhará no estudo, financiamento e construção de hidrelétricas no rio Madeira, El Bala, complexo de Rio Grande e a de Cachuela Esperanza”. (La Razón – Bolívia – 09.12.2015)

Participação das térmicas no consumo de gás dobra em dez anos

A participação das térmicas no volume total de gás natural consumido no Brasil mais do que dobrou nos últimos dez anos. Em 2005, as usinas demandavam 21% de todo o gás utilizado durante o ano, percentual que subiu para 48% em 2015, de acordo com dados do MME compilados pela FGV Energia. Em termos absolutos, o consumo de gás para geração de energia elétrica subiu de 10 milhões de m³/dia, em 2005, para 49,2 milhões de m³/dia, nesse ano. No entanto, esse volume também representa o crescimento do setor de gás natural como um todo, não somente das térmicas. A demanda total era de 47,1 milhões de m³/dia dez anos atrás. Hoje, o país consome 102,5 milhões de m³/dia. No movimento inverso ao das térmicas, a indústria apresentou significativa queda na participação da demanda brasileira por gás. O setor industrial consumia 62% de todo o gás utilizado no país em 2005, volume que caiu para 57% em 2010 e 44% em 2015. Os

dados desse ano foram calculados considerando somente o primeiro semestre. "A atual estrutura de suprimento de gás natural no Brasil continua semelhante à de dez anos atrás. No entanto, a demanda por gás sofreu mudanças significativas, e hoje o setor elétrico assume posição predominante no consumo desse combustível", avaliou a FGV Energia. Com relação às importações de gás natural liquefeito (GNL) para atender ao mercado interno, o déficit comercial do país vem aumentando. Em 2005, o déficit comercial era de US\$ 1 bi, valor que, em 2014, chegou a US\$ 7 bi, principalmente pelo aumento da demanda de usinas térmicas, mas também pela valorização do dólar frente ao real. Em setembro desse ano, o consumo de gás natural pelo setor industrial caiu pela quinta vez consecutiva, para 27,6 milhões de m³/dia, o que representa uma baixa de 3,17% em relação ao mesmo mês do ano passado, de acordo com dados recentes da Abegás. Já o volume demandado pelas térmicas registrou uma alta de 2,75% na mesma comparação, totalizando 33,9 milhões de m³/dia. O volume foi ainda 17,6% superior ao calculado em agosto, quando o consumo foi significativamente inferior ao registrado em no mesmo período de 2014. (Agência Brasil Energia - 09.12.2015)

Brasil e Bolívia negociam renovação do contrato do gás

Delegações de Brasil e Bolívia se reuniram em Brasília para iniciar as negociações visando à renovação do contrato de fornecimento de gás do país ao mercado brasileiro, apesar do vencimento ser só em 2019. De acordo com o contrato atual, firmado em 1996 e que entrou em vigor em 1999, por um prazo de 20 anos, Brasil recebe da Bolívia um volume de gás que pode variar entre 24 e 30 milhões de metros cúbicos por dia. Também foram revisados outros projetos que buscam fortalecer a integração bilateral na área de energia e a cooperação em matéria de interconexão elétrica na região amazônica. O ministro de Hidrocarbonetos e Energia, Luis Alberto Sánchez, informou que a carteira de clientes para vender gás boliviano ao mercado do Brasil se ampliou ao setor privado, com o qual se prevê comercializar maiores volumes. Antes, segundo Sánchez, a venda de gás boliviano ao Brasil se restringia somente à estatal Petrobras, mas agora se abriu a todo o mercado brasileiro, que pode fazer acordos com a YPF ou com a ENDE. (La Razón - Bolívia - 11.12.2015)

Impasse no setor afeta termelétricas

Sem receber integralmente pela energia vendida no mercado de curto prazo há meses, as geradoras termelétricas, que representam a maior parte dos credores do mercado de energia de curto prazo, estão sendo prejudicadas pela paralisação das liquidações desde setembro, enquanto o seu caixa se esgota e pode não ser mais suficiente para pagar os combustíveis, afirmou Xisto Vieira Filho,

presidente da Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (Abraget). A Abraget foi uma das primeiras a conseguir uma liminar na Justiça garantindo a prioridade no recebimento dos créditos coletados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O problema é que outras associações (Abeeólica, Abraceel e Unica) também conseguiram liminares semelhantes, e a CCEE suspendeu a liquidação \neg o pagamento \neg por não ter dinheiro suficiente para pagar todos. Em 4 de novembro, a Abraget conseguiu uma decisão judicial dando à CCEE três dias úteis para fazer a liquidação. A Câmara não realizou a operação, novamente citando indisponibilidade financeira. "Nosso problema é um pouco diferente do dos demais credores, preciso receber esse recurso para comprar combustíveis e poder gerar energia", afirmou Vieira. O advogado da associação deve se reunir hoje com a juíza Solange Salgado da Silva Ramos de Vasconcelos, do Tribunal Regional Federal da Primeira Região, que proferiu a decisão. Segundo o presidente da Abraget, o encontro tem a finalidade de tentar resolver a situação, uma vez que o mercado continua paralisado \neg e, com isso, as termelétricas permanecem sem receber. De acordo com Xisto, hoje há, aproximadamente de 7 mil a 8 mil megawatts (MW) de energia termelétrica sendo liquidada no mercado de curto prazo. Os recursos dessa energia são pagos via CCEE e, sem as liquidações, as empresas não estão recebendo. O presidente da associação estima que isso resulte em um custo de aproximadamente R\$ 1 bilhão por mês apenas com a compra de combustíveis. (Valor Econômico - 14.12.2015)

China quer usina de carvão no Brasil

A ofensiva chinesa no setor elétrico brasileiro mira agora a construção de usinas térmicas movidas a carvão. Um projeto avaliado em R\$ 4 bilhões está sendo costurado por duas estatais chinesas e empresários gaúchos. A usina, batizada de Ouro Negro, que prevê gerar 600 megawatts (MW), seria construída entre os municípios do Rio Grande do Sul de Pedras Altas e Candiota, na fronteira com o Uruguai. Pela capacidade, seria a segunda maior usina a carvão do País, só atrás da térmica de Pecém, de 720 MW, em operação no Ceará. O empreendimento é liderado por duas grandes empresas chinesas, a Power China Sepco e a Hebi Company Energy. Do lado brasileiro está o empresário Silvio Marques Dias Neto, que já presidiu a CCEE e foi prefeito de Pedras Altas por dois mandatos, de 2001 e 2008. Os chineses terão o controle da operação, com dois terços da usina. A engenharia financeira do negócio abriu mão de apelos ao caixa combalido do BNDES. A previsão é de que 80% do empreendimento seja financiado diretamente pelo Banco de Desenvolvimento da China, que é o banco de fomento do gigante asiático. Assim como o dinheiro, também deve vir da China cada parafuso usado para erguer a usina. Todo o desenho da térmica foi feito pelo centro de estudos chinês Northwest Electric Power Design Institute. O

empreendimento já foi aprovado pela Aneel, mas ainda precisa obter autorização ambiental. Para que possa participar do leilão de energia, feito pelo governo para contratar a construção de novas usinas, os chineses precisam ter em mãos a licença prévia ambiental do projeto, documento que aponta a sua viabilidade. “Estamos muito empolgados com o projeto e animados para viabilizar sua licença a tempo de entrar no leilão no início do ano”, diz o empresário Silvio Marques Dias Neto. (O Estado de São Paulo – 13.12.2015)

Demanda global de GNL é promissora no longo prazo, avalia KPMG

Apesar de incerta, a demanda global de gás natural liquefeito (GNL) é promissora no longo prazo, avaliou a consultoria KPMG. Até 2030, cinco fatores devem moldar os rumos desse mercado: a diversificação da oferta, a transformação do GNL em commodity, os conflitos geopolíticos globais, as pressões de ambientalistas e o crescimento econômico da Ásia. Sobre o mercado brasileiro, o diretor da KPMG, André Donha, afirmou que “o país já é um importador de GNL e também está estudando criar unidades flutuantes para liquefação do combustível como uma solução para o gás produzido em campos offshore do pré-sal”. Donha acredita que há um bom nível de maturidade de diferentes setores para projetos de exploração e produção (E&P) no Brasil, fazendo com que a instalação de uma planta de GNL em um local remoto não seja um grande problema, caso necessária. A consultoria ainda indicou que o grande aumento na oferta de GNL nos últimos anos ficou baseado no crescimento da demanda asiática, que representava de 70% a 80% do volume global. “Esperava-se que essa demanda pudesse ser sustentada por preços elevados, mas fatores emergentes lançaram algumas dúvidas sobre essas previsões”, lembrou o diretor. Os dados e análises foram divulgados no relatório *Águas Desconhecidas: demanda de GNL em uma indústria de transformação*, da KPMG. O relatório completo pode ser acessado no site da companhia. (Agência Brasil Energia – 11.12.2015)

Disputa do gás na Justiça

O presidente do Superior Tribunal de Justiça (STJ), ministro Francisco Falcão, suspendeu as decisões judiciais que barraram medida preventiva imposta pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) para que a White Martins pare de discriminar empresas concorrentes do mercado de gás canalizado. A medida preventiva foi determinada pela Superintendência-Geral (SG) do Cade, em abril, após constatar que o consórcio Gemini – Petrobras mais White Martins e GásLocal – estaria prejudicando empresas do setor. Em maio, o tribunal do Cade manteve a medida da SG, mas logo depois a 20ª Vara Federal de Brasília aceitou recurso da White Martins. A decisão foi suspensa no Tribunal Regional

Federal, mas depois a Corte Especial do TRF voltou a barrar a decisão do Cade. (Valor Econômico - 14.12.2015)

Consumo de gás das térmicas cai 11,4% em outubro

O consumo de gás natural das térmicas brasileiras caiu 11,4% em outubro, totalizando 30,49 milhões de m³/dia, de acordo com levantamento da Abegás. A retração afetou diretamente o resultado da demanda total do país, que recuou 5,9% frente a outubro do ano passado, para 74,22 milhões de m³/dia de gás natural. Já na comparação mensal, em relação a setembro desse ano, o consumo das usinas térmicas sofreu uma queda de quase 10%, enquanto o volume nacional baixou 3,8%. A demanda do setor industrial seguiu com a tendência de retração observada desde o início do ano. As fábricas consumiram 27,64 milhões de m³/dia de gás em outubro, valor 4,4% e 0,6% inferior aos resultados de outubro de 2014 e setembro de 2015, respectivamente. O segmento residencial também não foi exceção à regra, apresentando baixas de 3% na base anual e 11,6% na mensal. De acordo com a associação, as residências brasileiras com sistema de gás natural canalizado demandaram apenas 993 mil m³/dia de gás natural em outubro. O comércio foi um dos poucos setores com resultado positivo no mês. Foram consumidos 813 mil m³/dia de gás, o que representa crescimentos de 1,9% no ano e 0,4% no mês. Além disso, a utilização do gás natural para cogeração de energia aumentou cerca de 4% nas duas bases comparativas, para 2,65 milhões de m³/dia. (Agência Brasil Energia - 15.12.2015)

II. Tecnologia

Artigo de Lucas Dantas: “O lado bom do gás de xisto”

Em artigo publicado na Agência CanalEnergia, Lucas Dantas, advogado do escritório Buzaglo Dantas, aborda a exploração do gás de xisto. O autor diz que “No Brasil, assim como acontece na maioria dos países, salvo raríssimas exceções, as manifestações/comentários/textos técnico-jurídicos veiculados são, em quase sua totalidade, contrários à atividade, tendo em vista a incerteza científica que paira sobre os reais impactos que ela pode causar. Em geral, poucos apercebem – ou simplesmente preferem ignorar – os grandes benefícios que a exploração do gás de xisto pode trazer, se realizada adequadamente”. Entretanto ele acredita que o gás de xisto pode ofertar energia doméstica a preços baixos e ser um poderoso motor econômico, e conclui “a exploração do gás de xisto pode ser uma alternativa para o período de crise econômica que estamos vivenciando atualmente”. Para ler o texto na íntegra, clique [aqui](#). (GESEL-IE-UFRJ – 09.03.2015)

GE vê oportunidade na crise energética para vender turbina

A crise do setor elétrico trouxe à tona a discussão sobre a necessidade de diversificação do modelo de geração de energia. E a GE Power & Water quer se aproveitar do debate para elevar sua participação no mercado brasileiro. Ao lançar uma nova linha de turbinas a gás, a companhia enxerga os problemas energéticos no país como oportunidade de negócios. O Brasil gera 30% de sua energia por meio de termelétricas. O objetivo é elevar a disponibilidade dessas instalações para momentos de crise, em que os reservatórios das hidrelétricas estejam baixos. Além disso, o governo quer substituir usinas que geram energia usando óleo diesel pelas que utilizem gás natural. A empresa tem conversado com executivos do setor e com o governo para demonstrar as vantagens da nova tecnologia. Na crise energética anterior, em 2001, a GE vendeu dez turbinas a gás para o mercado brasileiro. A GE HA, nova linha de turbinas da companhia deve começar a ser entregue neste ano. Já há 53 seleções para as turbinas em 11 países, incluindo seis no Brasil. O negócio, com a gaúcha Bolognesi ainda não foi fechado, e a GE não divulgou o preço das turbinas. Caso os contratos sejam assinados, elas podem entrar em operação no país no primeiro trimestre de 2018. (Folha de S. Paulo – 11.05.2015)

GE amplia portfólio para atender termelétricas a GNL

De olho no sucesso das térmicas a GNL nos últimos leilões de energia nova, a GE coloca a venda hoje, no Brasil, uma nova geração de turbinas a gás. O contrato assinado no fim do mês passado com o grupo Bolognesi, para fornecimento de

seis unidades para as usinas Rio Grande (RS) e Novo Tempo (PE), marca a entrada do produto no país, mas a GE aposta na maior eficiência da nova versão para captar mais clientes no mercado brasileiro. Ao todo, a companhia já comercializou cerca de 50 unidades da turbina GE 7HA no mundo desde o lançamento da tecnologia, no ano passado. No Brasil, a expectativa da GE é que o produto, que possui potência de 275 a 337 MW, atraia o interesse de usinas a GNL, mais caras e que exigem projetos de maior eficiência operacional. Segundo a empresa, a geração GE 7HA possui uma eficiência dois pontos percentuais maior que a versão anterior, GE F04. Cada ponto adicional de eficiência proporcionado pelo novo modelo, de acordo com os cálculos da empresa, pode gerar uma economia anual de US\$ 5 mi a US\$ 7 mi com a redução do consumo de combustíveis, para uma usina de 1 GW que opere em ciclo combinado. " Os empreendimentos novos vão utilizar GNL importado e isso torna ainda mais relevante uma solução que traga maior eficiência na relação de queima de combustíveis por MW gerado", afirma Daniel Meniuk, gerente geral da divisão de Power Generation Products da GE para a América do Sul. Uma usina equipada com a GE 7HA, de acordo com a própria empresa, pode atingir eficiência superior a 60%. A primeira venda do novo modelo no Brasil foi fechada justamente com o grupo Bolognesi. (Valor Econômico - 09.06.2015)

GE lança turbina mais eficientes para térmicas a gás

A GE lançou nesta terça-feira, 9 de junho, no seu Centro Tecnológico na Ilha do Fundão, no RJ, para o mercado brasileiro, a linha de turbinas GE 7HA para termelétricas movidas a gás natural. Com potência entre 275 MW e 337 MW, as novas turbinas trazem um novo conceito de eficiência para a operação. Uma turbina 7HA acionada atinge a capacidade plena de geração em até 15 minutos. As turbinas em operação atualmente levam em média 12 horas. De acordo com Daniel Meiuk, gerente geral da Divisão Power Generation Products da GE para a América do Sul, a sinalização feita pelo governo de aumento da participação da fonte térmica na matriz pode render frutos para a empresa. Ela traz um uso mais eficiente do espaço na planta, do capital investido e do combustível. O primeiro cliente no Brasil que vai adotar as turbinas 7HA é o Grupo Bolognesi, nas termelétricas Rio Grande (RS - 1.200 MW) e Novo Tempo (PE - 1.200 MW). A GE também faz parte do consórcio construtor das usinas, que também tem a Duro Felguera. A nova tecnologia pode reduzir as emissões de CO₂ em mais de 40 milhões de toneladas, o que seria como retirar de circulação cerca de 8 milhões de carros. Operando em ciclo combinado, uma usina com a turbina 7HA tem eficiência superior a 60% enquanto a média das outras térmicas fica em 40%. Uma planta de 1.000 MW que use o equipamento pode ter uma economia de US\$ 5 mi por ano na redução de combustíveis. Outro aspecto é que o resfriamento do equipamento é feito a ar, o que poupa água para o processo. Ainda em testes, a

primeira usina com a turbina a entrar em operação comercial no mundo será em uma planta da EDF na França, no fim do primeiro trimestre de 2016. As turbinas também são oferecidas em sistema de 50Hz e 60Hz. Segundo Meiuik, apesar da boa expectativa, o êxito de projetos térmicos nos próximos certames vai depender das regras que serão adotadas pelo governo federal. Para ele, a combinação alta eficiência e grande capacidade na relação dólar por quilowatt instalado será preponderante para vencer um leilão. "Queremos colocar a nossa tecnologia para todos os empreendedores que estiverem competindo nos leilões. Por isso temos falado com todos, o equipamento é um diferencial", revela. O executivo acredita que as usinas flexíveis, movidas a diesel, serão naturalmente ao longo do tempo substituídas indiretamente por plantas a gás, uma vez que elas têm um custo muito alto. A flexibilidade da 7HA pode deixar usinas em vantagem no despacho. "Aos poucos vai haver esse processo e essas térmicas de alta eficiência vão ser muito competitivas na ordem de despacho do ONS", observa. (Agência CanalEnergia - 09.06.2015)

Artigo de Rivaldo Moreira Neto e Livia Amorim: "O desafio de expandir o parque térmico a gás"

Em artigo publicado no Valor Econômico, Rivaldo Moreira Neto e Livia Amorim afirmaram que "o resultado dos últimos leilões de energia nova e contratação de aproximadamente 4000 MW em projetos na costa a GNL (...) sinalizam uma oferta não mais atrelada a um player dominante". Para os autores, "diante do movimento de grande número de países no sentido de aproveitar a janela de competitividade aberta pela queda de 60% no preço do GNL nos últimos 12 meses, é preciso reavaliar as regras que limitam o Brasil de alimentar de forma decisiva sua expansão termelétrica a partir desta fonte". O gerente técnico e a pesquisadora salientam que, "se a ampliação da capacidade instalada a gás de fato vier a ser prioridade no curto-médio prazo, é preciso revisar os incentivos atuais. Caso contrário, o mercado permanecerá assistindo à queima de valor determinada pela geração cara e menos eficiente com a utilização de outros combustíveis, como o diesel". Os autores terminam afirmando que "a aposta imediata do setor deve se orientar pela busca do reequilíbrio entre segurança e seus custos correspondentes" e que "o gás natural terá papel fundamental nessa empreitada, sendo o GNL ator de grande relevância". Para ler o texto na íntegra, clique [aqui](#). (GESEL-IE-UFRJ - 25.08.2015)

Wärtsilä lança unidade móvel de GNL de olho em novos consumidores

A Wärtsilä lançou o Wärtsilä Mobile LNG, um novo conceito de regaseificação e armazenamento de gás natural liquefeito. A unidade móvel proporciona flexibilidade para atender demandas de pequena e média escala em locais onde

as opções de bases terrestres de GNL são insuficientes. O novo projeto, desenvolvido em conjunto pelas divisões Energy Solutions e Marine Solutions da empresa, será apresentado em exposição no fim do mês em Singapura. O Wärtsilä Mobile LNG pode ser combinado com uma usina de energia instalada em barcaças com capacidade de produção de até 250 MW, assim como também pode ser usado para fornecer gás natural a plantas geradoras convencionais em terra. Com a unidade móvel será possível disponibilizar o GNL para novos segmentos de consumidores, beneficiando tanto as empresas de energia como consumidores finais. Além disso, a flexibilidade de deslocamento da base possibilita levar energia limpa para áreas com pouco ou nenhum acesso à rede nacional de eletricidade. De acordo com Timo Koponen, vice-presidente de Flow e Gas Solutions da Wärtsilä Marine Solutions, as soluções da empresa são compatíveis com toda a cadeia de valor do gás, desde a perfuração e produção ao fornecimento, liquefação, regaseificação, armazenamento e produção de energia. Segundo ele, a maioria das instalações existentes atende grandes clientes, enquanto que o Wärtsilä Mobile LNG oferece uma opção móvel e flexível para pequenas e médias demandas. O projeto foi desenvolvido para locais onde gasodutos e terminais de recepção de GNL de grande escala não são viáveis ou ainda para regiões com menor demanda. (Agência CanalEnergia – 28.10.2015)

ABCM expande centro de tecnologia de captura de carbono

Será montada em Criciúma (SC) a primeira unidade piloto de captura de carbono voltada para geração termoelétrica a carvão. O prédio que vai abrigar a instalação começa ser construído ainda este ano pela ABCM, com investimento de R\$ 8 mi, obtidos junto à Fapesp e à CGTEE, subsidiária da Eletrobras. A nova unidade é uma expansão de um centro de pesquisa que já recebeu R\$ 12 mi e onde é desenvolvido projeto de captura de CO₂ em parceria com o NETL ligado ao DOE dos EUA. A iniciativa, segundo Fernando Luiz Zancan, presidente da ABCM, se enquadra nos planos da entidade para tornar mais viável ambientalmente a produção de eletricidade com carvão. Em paralelo, estão em andamento outros projetos como o desenvolvimento de gás sintético – pela Copelmi Mineração a partir de tecnologia coreana – e a extração de ureia para uso na formulação de fertilizantes. As metas de redução de emissões e de aumento de participação de geração renovável na matriz, anunciadas recentemente na ONU pela presidente Dilma Rousseff não preocupam o segmento, garante Zancan. Segundo o dirigente, independentemente da captura de CO₂, há espaço para usinas a carvão, mesmo ante os compromissos internacionais do governo em relação a mudanças climáticas. “Não estamos revendo nossos planos. O setor de carvão está olhando o mundo de baixo carbono e por isso estamos estruturando a cadeia produtiva. Isso começa por discussões de tecnologia e capacitação de pessoal”,

comentou. Com a rápida dolarização das tarifas, seja por Itaipu, seja pela expansão da térmica movida a GNL, o presidente da ABCM entende que o carvão nacional ganha novo fôlego porque é um combustível que tem previsibilidade de preço. (Agência Brasil Energia – 09.11.2015)

BG Group e Fapesp lançam centro de pesquisa em gás

A BG Group e a Fapesp lançam hoje o Centro de Pesquisa para Inovação em Gás Natural, com investimento total de aproximadamente R\$ 76 mi até 2020, com o objetivo de desenvolver projetos com aplicação real na indústria, como na exploração das reservas do pré-sal. O centro, que terá sede na USP, será coordenado por Julio Meneghini, professor da Escola Politécnica da USP, e por Alexandre Breda, gerente de Projetos Ambientais da BG Group. "Esse centro tem uma composição de usos para a BG, aplicações diretas, como por exemplo nas emissões de gases nas nossas operações, uma tecnologia que a companhia poderá incorporar", afirmou Giancarlo Ciola, Gerente de Parcerias para P&D e Inovação do BG Group. O centro será dividido em três grandes programas de pesquisa, nos setores de engenharia, físico-química e política energética e economia, explicou o professor Meneghini. "A ideia é conseguir aumentar a participação do gás natural na matriz energética e também uma sinergia entre gás natural e fontes renováveis, para mitigar a emissão dos gases causadores do efeito estufa", afirmou Meneghini. (Valor Econômico – 01.12.2015)

Centro de pesquisas em gás dará foco em projetos, segundo BG Group e FAPESP

Além de estudar soluções para melhorar a eficiência no uso do gás natural na geração de energia em termelétricas, o centro vai focar projetos para aumentar o uso do gás, como na indústria petroquímica. "Queremos descobrir caminhos e processos para transformar o gás natural em outros produtos, através de processos químicos e biológicos", afirmou Meneghini. Um dos projetos, por exemplo, visa utilizar o bagaço da cana na produção de biogás, que poderia ser transformado em gás e injetado na rede das distribuidoras, explicou o professor da USP. "A BG pode não fazer uso da matéria-prima, como no caso do uso na indústria petroquímica, mas vai ganhar porque o mercado de gás vai ficar maior", disse Ciola. A logística do transporte do gás natural do pré-sal ainda é um desafio, enquanto os dutos submarinos que o governo do Estado de São Paulo pretende construir com esse fim não ficam prontos. Uma alternativa é estudar motores híbridos que funcionem a gás natural e possam ser usados pelas frotas de navios da BG Group, explicou Ciola. (Valor Econômico – 01.12.2015)

Exploração do xisto está longe de ter início no país

O "shale gas" provocou uma revolução no mercado americano e mudou a dinâmica do mercado mundial de petróleo, contribuindo para a derrubada dos preços, mas, no Brasil, ainda vai demorar até que sua exploração seja autorizada. Em 2013, na 11ª Rodada de Licitação, a ANP licitou diversas áreas com reservas potenciais, mas as empresas vencedoras estão impossibilitadas de operar até hoje, barradas por ações na Justiça impetradas pelo Ministério Público Federal de três Estados - Piauí, Paraná e Bahia. Sem falar no projeto de Lei 6904/2013 do deputado Sarney Filho, que estabelece medidas relativas à atividade de exploração de gás de folhelho (xisto) e suspende a exploração por cinco anos. O principal argumento da restrição são os riscos ao meio ambiente, pois ainda não está claro se o fracionamento e a técnica de perfuração horizontal contaminam os lençóis freáticos, um debate que não está pacificado nem nos EUA. "Em 2013, a ANP iniciou o processo de licitação denominando as áreas como campos de gás não convencional, mas, ao longo do ano, mudou o discurso, pois ainda não há legislação no Brasil para a exploração não convencional. O que impede a exploração é a questão ambiental", diz Manoel Fernandes, sócio da KPMG. Ele diz que no Brasil há indícios de grandes reservas no Paraná, em Parnaíba, no Maranhão, na Bahia e em Minas Gerais, mas o país ainda carece de regulação e há uma série de desafios a serem vencidos. Em primeiro lugar, é preciso que aconteça a aceitação da tecnologia que revolucionou o mercado de energia americano. Ela é baseada na perfuração de poços horizontais, a partir de poços verticais - de cada poço vertical derivam vários horizontais, em diversas direções - e no fracionamento da rocha sedimentar por meio de explosões controladas, seguido de injeção de uma mistura de água, areia e produtos químicos. (Valor Econômico - 08.12.2015)

Exploração de xisto ainda enfrenta desafios logísticos e tecnológicos

Em março, a Petra Energia pediu que a ANP suspendesse temporariamente seus contratos de concessão na Bacia de São Francisco-MG, devido a dificuldades para obter licenças ambientais para a exploração do gás não convencional. A empresa detém 24 blocos de exploração arrematados na 7ª Rodada de Licitação da ANP, em 2005. E, por fim, é preciso desenvolver a cadeia de fornecedores. Manoel Fernandes, sócio da KPMG, observa que a maior parte dos fornecedores que operam nos EUA - como Halliburton e Schlumberger - também estão no Brasil, o que facilitaria o desenvolvimento da cadeia. "O potencial anunciado de reservas é grande e um país como o Brasil precisa aumentar sua capacidade energética já que a matriz hidrelétrica tem sofrido com as mudanças climáticas, exigindo um reforço das térmicas", defende Fernandes. Daniel Rocha, diretor executivo da Accenture Strategy e líder da indústria de energia, acrescenta ainda os desafios

logístico e tecnológico. Ele explica que os campos de gás em alto mar contêm alta pressão e basta a perfuração de poucos poços para confirmar a viabilidade econômica. No gás de xisto, é preciso perfurar dez vezes mais para encontrar um volume de reservas equivalente ao método convencional. "O prazo para confirmar a viabilidade econômica é muito maior e é preciso haver uma malha de gasodutos próximos. Nos EUA a maior parte do transporte de óleo, gás e derivados é feito por pipeline", explica Rocha. No Brasil a malha de gasodutos é escassa. Uma alternativa seria desenvolver em campos terrestres distantes o projeto "gas to wire", com a integração de uma central termelétrica que gere energia e se interligue a uma linha de transmissão. "Isso permite monetizar o gás não convencional por meio da energia elétrica. A viabilidade econômica é avaliada se o custo da usina na boca do poço e a logística forem equivalentes ao custo do gás no mercado", diz Rocha. (Valor Econômico – 08.12.2015)

Comgás prepara adesão a centro de pesquisas internacional

A Comgás está em tratativas para firmar um acordo de cooperação com o Centro de Pesquisa para Inovação em Gás Natural, lançado semana passada por meio de convênio assinado entre a Fapesp e a BG Brasil. A proposta, de acordo com a superintendente de Desenvolvimento e Inovação da Comgás, Carla Sautchuk, é utilizar o programa de P&D da concessionária e o network de parceiros para desenvolver projetos em conjunto com os pesquisadores. Os focos de interesse num primeiro momento são microgeração com células de combustível, transporte público (ônibus a GNV e a hidrogênio) e climatização a gás. Com sede prevista para o campus da capital da Universidade de São Paulo (USP), o CPGN terá atividades voltadas para a ampliação da participação do gás natural na matriz energética brasileira, visando mitigação das emissões de gases de efeito estufa, entre outros objetivos. O investimento da FAPESP será de R\$ 27 mi e o da BG Brasil de R\$ 30 mi. Cabe à USP uma contrapartida na forma de apoio institucional e administrativo aos pesquisadores envolvidos. Também estão pré-associados à iniciativa o Sustainable Gas Institute do Imperial College London, a University College London, a University of Cambridge e a University of Leeds, todos no Reino Unido; a University of Illinois at Urbana-Champaign e a Texas A&M University, nos Estados Unidos; a Technische Universitaet Darmstadt, na Alemanha; e a Université de Lyon, na França. (Agência Brasil Energia – 08.12.2015)

Agência gaúcha estuda viabilidade de gaseificação de carvão mineral

A AGDI deu início aos estudos de viabilidade do processo de gaseificação do carvão encontrado no RS, com o intuito de transformá-lo em gás de síntese. O projeto, que deve receber US\$ 1,5 bi em investimentos, é parte da parceria da

AGDI com a estatal chinesa Sepco e a Gescon Engenharia. A primeira etapa consiste na identificação de parceiros tecnológicos para o projeto que tenha experiência em testes de gaseificação e produção. Confirmada a viabilidade do gás de síntese, o passo seguinte é o desenvolvimento da engenharia básica, adequando as tecnologias de outros países à realidade brasileira, segundo a ADGI. “Em caso de viabilidade, essa será a primeira planta a ser implantada na América do Sul, com um histórico de sucesso na América do Norte, Europa, Índia e China”, afirmou o representante da Gescon, Luiz Alberto Pinho. Além de ser uma fonte limpa de energia, o processo de composição do gás de síntese pode gerar subprodutos de alto valor agregado, como ureia, amônia, nafta e metanol. O projeto tem duração estimada de 36 meses. “Além de garantir um uso sustentável para o carvão gaúcho, agregando tecnologia à indústria gaúcha, essa iniciativa deve gerar um pico de 5 mil empregos diretos”, afirmou o presidente da AGDI, Álvaro Woiciechoski. (Agência Brasil Energia – 17.12.2015)

Microgeração a gás inicia teste comercial em SP

A rede de academias de ginástica Bio Ritmo passou a produzir sua própria energia em unidade localizada no bairro de Moema, na capital paulista. Foi instalada uma microturbina de 25 kW movida a gás, como alternativa ao fornecimento da rede elétrica da AES Eletropaulo. A iniciativa é resultado de uma parceria firmada entre a fabricante japonesa Yanmar e a Comgás. Ao longo de 2016, haverá acompanhamento do desempenho do equipamento compacto que funciona na modalidade CHP: Combined Heat and Power. Além de fornecer eletricidade ele também produz calor, substituindo assim a operação de quatro bombas de aquecimento que vinham sendo utilizadas para o atendimento de duas piscinas, umas delas semiolímpica. O consumo médio da microturbina é da ordem de 1.400 m³/mês. A depender dos resultados do experimento, também está nos planos da Comgás e Yanmar promover capacitações de projetistas, bem como apresentar a aplicação a construtoras, universidades e à Aneel, segundo informa Alisson Granville, consultor de Inovação da distribuidora. A principal vantagem de custo deve se mostrar durante o horário de pico, quando a energia da rede consumida por estabelecimentos comerciais de grande porte de carga tem acréscimo de cobrança a cada kWh utilizado. (Agência Brasil Energia – 30.12.2015)

III. Leilões

Crise na Petrobras inviabiliza usina térmica e ameaça concessão para explorar reserva de gás no AM

No dia 28 de novembro de 2014, analistas do setor elétrico apontavam Azulão, o projeto de uma usina térmica da Petrobras no Amazonas, como um dos empreendimentos mais competitivos do leilão de energia que o governo realizaria naquela data. Entre os 36 projetos de termelétricas habilitados para o certame que define contratos de venda de energia elétrica que serão cumpridos cinco anos depois, apenas Azulão e uma outra usina tinham gás natural garantido a partir de fonte própria, na “boca do poço”, como se diz no jargão do setor. Apesar dessa vantagem competitiva, a Petrobras foi obrigada pelas suspeitas de corrupção que pairam sobre seus contratos a desistir do leilão. Agora corre o risco de perder o direito de explorar uma reserva estimada em 4,7 bilhões de metros cúbicos de gás natural que descobriu há 15 anos no meio da Amazônia. A Petrobras teve que sair do leilão que daria o sinal verde para o início da construção da usina com capacidade instalada de 102 MW porque a empresa que venceu a licitação para tocar a obra foi a Toyo Setal, envolvida nas investigações da Operação Lava-Jato. (O Globo – 04.01.2015)

Petrobras nega que mudança seja motivada por suspeita de corrupção

A Petrobras negou que a perda do leilão tenha sido motivada por suspeita de corrupção. Informou também que o Azulão, projeto de uma usina térmica da Petrobras no Amazonas, não estava pronto e que não concluiu a licitação porque decidiu alterar o modelo de contratação, separando o projeto em três. No entanto, depositou as garantias financeiras para participar do leilão, como foi publicado pela EPE no Diário Oficial em 11 de novembro. No dia do leilão, o jornal Valor Econômico informou que a Petrobras ainda buscava uma forma de substituir a Toyo Setal por outra empreiteira, já que a assinatura do contrato do tipo EPC (em que a contratada é responsável pelas obras civis e equipamentos) estimado em R\$ 540 milhões só aconteceria após o leilão. Ao GLOBO, na última sexta-feira, a estatal alegou que “não foi possível consolidar a negociação” do novo processo de contratação que pretende adotar para Azulão. A Toyo Setal disse não ter sido informada. Documentos internos da estatal mostram que a Petrobras já pretendia oferecer a energia de Azulão no leilão de dezembro de 2013, um mês depois de a Toyo Setal ter ganhado o contrato. Foi impedida por atrasos no licenciamento ambiental. Segundo fontes da área de engenharia da Petrobras, o resultado da licitação tem fortes indícios do tipo de acordo entre as empresas participantes que Camargo e Mendonça definiram como um “clube”. A Petrobras nega irregularidade, mas não dá detalhes sobre a licitação. (O Globo – 04.01.2015)

Azulão precisa iniciar produção em 2017, aponta Plano de Desenvolvimento

A Petrobras diz que continua desenvolvendo seu projeto de usina térmica no Amazonas, o chamado Azulão, cujo prazo de implantação estima em dois anos, mas se demorar muito pode perder uma boa oportunidade de negócio num momento em que precisa de caixa para manter investimentos, reduzir o alto endividamento e enfrentar a queda do valor de suas ações. O Plano de Desenvolvimento do Azulão, revisado pela ANP em 2010 a pedido da petroleira, determinou que a futura termelétrica tem que começar a produzir em janeiro de 2017. Para cumprir o prazo, a Petrobras precisaria iniciar a obra agora e já deveria ter vendido a energia no último leilão. Se não conseguir tirar logo o projeto do papel, terá de devolver a concessão do campo à ANP. (O Globo - 04.01.2015)

Aneel autoriza operação de térmica da Petrobras

A UTE Baixada Fluminense, da Petrobras, iniciou na última sexta-feira, a operação comercial da terceira unidade de geração (turbogerador a vapor), adicionando 186 MW de capacidade à usina. Com isso, a potência da térmica chega ao pico de 530MW, suficiente para atender 1,7 milhão de pessoas, segundo a empresa. Localizada no município de Seropédica, no RJ, a usina teve sua energia vendida no leilão de energia nova A-3 de 2011, com o compromisso de iniciar o fornecimento de energia a partir de março de 2014. Em fevereiro do ano passado, duas turbinas em ciclo fechado, de 172 MW cada, iniciaram a operação comercial. A Aneel também autorizou a operação comercial de duas unidades geradoras, de 6,6MW cada, da PCH Jamari, de propriedade da Canaã Geração de Energia. A usina fica no município de Ariquemes, em Rondônia. (Agencia CanalEnergia - 12.01.2015)

Redução dos investimentos da Petrobras adia leilão de gasoduto

Em meio à desaceleração dos investimentos da Petrobras no Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), o governo decidiu adiar o leilão do gasoduto Itaboraí-Guapimirim, a primeira licitação de um gasoduto sob regime de concessão do país. A concorrência estava marcada inicialmente para junho deste ano, mas terá seu cronograma reavaliado, informou a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). A postergação da licitação foi decidida após a Petrobras comunicar ao MME que só demandará o serviço de transporte do empreendimento a partir de outubro de 2017, e não mais em agosto de 2016, conforme previsto no termo de compromisso originalmente assinado pela empresa. A Petrobras contratou, sozinha, toda a capacidade de transporte do gasoduto Itaboraí-Guapimirim. O projeto Itaboraí-Guapimirim visa escoar o gás das futuras unidades de processamento de gás natural (UPGNs) do Comperj até o gasoduto Gasduc 3. Diante da redução do ritmo das obras no Comperj,

havia o temor de que o gasoduto a ser leiloado, de apenas 11 quilômetros, ficasse pronto antes das unidades. Conforme a ANP, novo cronograma deve ser divulgado nos próximos dias, incluindo novos prazos para inscrição das companhias interessadas. Pelo calendário original, a data limite para inscrições vence no próximo dia 10 de abril. O Valor apurou que companhias como as espanholas Abengoa e Gas Natural Fenosa, as brasileiras Cosan e JMalucelli e empreiteiras de menor porte como as paranaenses Pattac e Construtora Elevação são algumas das empresas que têm monitorado de perto as primeiras fases da licitação do projeto Itaboraí-Guapimirim. A transportadora que arrematar a concessão do gasoduto Itaboraí-uapimirim terá de investir, ao todo R\$ 112,32 milhões. (Valor Econômico - 06.04.2015)

Petrobrás pede e ANP adia leilão de gasoduto que atenderia Comperj

Em meio às incertezas sobre a continuidade de seus investimentos, a Petrobrás solicitou ao MME o adiamento da contratação do gasoduto Itaboraí-Guapimirim, responsável pelo abastecimento do Comperj. Após o pedido, formalizado na última semana, a ANP confirmou o adiamento da licitação para construção e operação do gasoduto, que estava marcado para junho. A previsão era de investimentos de R\$ 112 milhões, que serão suspensos diante da indefinição quanto ao calendário de operação do Comperj. Este é o primeiro leilão previsto pela ANP para concessão de um gasoduto, que deveria iniciar a operação em agosto de 2016. A Petrobrás era a única empresa responsável pela contratação da capacidade total de 17 milhões de metros cúbicos/dia. Como as regras da ANP não permitem que a carregadora atue também na concessão do gasoduto, a licitação foi aberta ao mercado e atraiu cerca de dez empresas interessadas. Entretanto, as dificuldades e atrasos nas obras do Complexo Petroquímico inviabilizaram a contratação do terminal no período inicialmente previsto. Segundo o Ministério a carta da estatal manifesta "pela postergação da necessidade de início da prestação do serviço de transporte para outubro de 2017, e solicita avaliar a possibilidade de adequação do Edital de Licitação a essa nova situação". (O Estado de São Paulo - 06.04.2015)

ANP adia processo licitatório de Itaboraí-Guapimirim

Em nota, a ANP confirmou o adiamento do processo licitatório do gasoduto de Itaboraí-Guapimirim e informou que nos próximos dias será divulgado novo cronograma. De acordo com os estudos da ANP, a receita anual máxima para o consórcio vencedor da licitação era de R\$ 20,579 milhões. O duto ligaria duas unidades de processamento de gás natural no Comperj e também o Gasduc 3, outro duto que transmite a produção de Macaé à Refinaria Duque de Caxias (Reduc). Na prática, a postergação do funcionamento do gasoduto oficializa

também a alteração do cronograma do Complexo Petroquímico, que tinha previsão de operar em 2016. Como os dutos serão licitados somente para operar em outubro de 2017, também as operações devem atrasar em pelo menos um ano. (O Estado de São Paulo – 06.04.2015)

GNL deve ganhar força no leilão A-5

Após anos de dificuldade na obtenção de oferta de gás natural para abastecer usinas térmicas, as geradoras devem conseguir habilitar projetos para o leilão A-5 de energia, que ocorre no fim do mês e licita projetos com previsão de entrega em 2020. Além da queda nos preços do gás natural liquefeito (GNL), que viabiliza a importação, o Valor apurou que a Petrobras está pela primeira vez oferecendo um pacote de serviços que inclui a regaseificação e transporte do insumo para abastecer os empreendimentos. A AES Tietê conseguiu o suprimento de gás natural para abastecer uma termelétrica de 550 MW em Canas, no interior de São Paulo, disse o presidente Britaldo Soares. O projeto da usina está pronto, com licença prévia desde 2011, mas não saiu do papel por conta da dificuldade de obtenção de suprimento de gás. Segundo Soares, a Tietê fará um "swap" de GNL com a Petrobras. No arranjo, a companhia garante o GNL para os terminais de regaseificação da estatal que, por sua vez, fornece o produto via gasodutos para a usina, reduzindo os custos logísticos. A Copel utilizará a mesma estrutura de oferta de gás para viabilizar a expansão de 200 MW da térmica de Araucária, no Paraná, cadastrada para o A-5. Com a oferta nacional praticamente controlada pela Petrobras, as empresas vinham enfrentando grandes dificuldades de garantir gás para gerar energia. Os três terminais de regaseificação de GNL do país - no Ceará, no Rio de Janeiro e na Bahia - também estão sob controle da companhia. Com a escassez de energia elétrica no país e a necessidade de expansão das térmicas de base, o cenário está mudando. A queda nos preços internacionais do GNL é outro ponto importante. Segundo relatório do MME, no ano passado, a cotação de referência do produto no mercado europeu caiu 20%, para US\$ 8,47 por milhão de BTU. Superada a questão da oferta de gás, o ponto agora é se o preço-teto de R\$ 281 por MWh oferecido pelo governo para a energia oferecida pelas térmicas no próximo leilão acomoda os gastos. O valor é bastante superior aos R\$ 209 por MWh propostos para a fonte no último certame. (Valor Econômico – 15.04.2015)

Tractebel estuda expandir térmica a carvão no Sul

A Tractebel estuda vender uma ampliação da usina de carvão de Pampa do Sul, no RS, em leilões no governo federal ainda neste ano, disse ontem o diretor financeiro e de relações com investidores da companhia, Eduardo Sattamini. Em novembro, a companhia já vendeu 340 MW de capacidade instalada do projeto

no leilão A5, com previsão de entrega a partir de 2019. O projeto, no entanto, foi concebido para alcançar até 640 MW de potência numa segunda fase de desenvolvimento. O executivo não detalhou se o projeto já será oferecido no próximo leilão, marcado para quinta-feira. Mas ressaltou que a ideia é construir as duas fases da termelétrica de forma simultânea. De acordo com ele, a Tractebel tem ainda no seu portfólio o projeto de uma térmica a gás em Santa Catarina, com capacidade instalada de 600 MW. Esse empreendimento, no entanto, não deve ser vendido no curto prazo, por conta da dificuldade em conseguir os contratos de suprimento de longo prazo de gás, disse Sattamini. Segundo ele, a Tractebel não está estudando contratos de swap de gás natural com a Petrobras para o leilão de quinta-feira. (Valor Econômico – 28.04.2015)

Governo de São Paulo quer térmica de 250 MW na capital do estado

O governo paulista abrirá este mês uma chamada pública para colocar uma nova térmica a gás natural na cidade de São Paulo. A ideia é de que esse novo projeto tenha 250 MW de capacidade instalada e possa entrar no leilão A-3 ou A-5 de 2016. Essa chamada é para encontrar uma empresa da iniciativa privada para formar uma sociedade de propósito específico para disputar um dos dois leilões. De acordo com o secretário de Energia do Estado, João Carlos Meirelles, o contrato de fornecimento de gás natural está equacionado com a Comgás já que há uma sobra do insumo vindo da Bolívia. A localização da nova central de geração é ao lado da atual UTE Fernando Gasparian, mais conhecida como usina Piratininga, em plena zona sul da capital paulista. No local já há um ramal de fornecimento de gás natural e, segundo o secretário, capacidade de fornecer gás para uma segunda central como a planejada. Além disso, relatou o representante do governo, há na região duas linhas de transmissão, fato que facilitaria o acesso à rede básica. Meirelles esteve presente em apresentação no Forum Cogen/CanalEnergia GD e Cogeração – Iniciando um Novo Ciclo de Desenvolvimento, realizado em São Paulo, que a intenção é de ser um indutor desse tipo de investimento no estado, por isso a meta de encontrar um sócio majoritário. Esse projeto deverá estar formatado em cerca de 12 meses, quando o modelo de negócio, a participação de uma empresa da iniciativa privada e o equity estiverem definidos. A partir de então é que se definirá em qual certame essa nova usina poderia participar. (Agência CanalEnergia – 05.05.2015)

Furnas abre chamada para parcerias em projetos de térmicas a gás

urnas está com chamada pública aberta para constituir parceiras para participar dos leilões de energia da Agência Nacional de Energia Elétrica para implementar e vender energia de projetos de termelétricas a gás. As parcerias serão feitas através de consórcios ou de sociedades de propósito específico, com empresas

investidoras, instituições financeiras e fundos de investimentos e participações. Os interessados têm até o próximo dia 20 de maio para participar do processo. As informações necessárias para participação no processo estão no site de Furnas. (Agência CanalEnergia - 14.05.2015)

Com ressalvas, TCU libera concessão de gasoduto do Comperj

O Tribunal de Contas da União (TCU) poderá condicionar a licitação da concessão do gasoduto Itaboraí-Guapimirim, no Rio de Janeiro, a mudanças no edital. A qualidade dos parâmetros utilizados pela Agência Nacional do Petróleo (ANP) para calcular os custos do investimento foi questionada pela área técnica do tribunal que, ainda assim, recomendou a aprovação, com ressalvas, do processo licitatório. Apesar do parecer técnico, o relator do processo, ministro Vital do Rêgo, poderá sugerir hoje aos colegas de plenário que o prosseguimento da concessão seja precedido de alguns ajustes. De acordo com o relatório dos auditores, obtido pelo Valor, foram identificadas nos estudos "diversas oportunidades" para a melhoria da base de informações que vão subsidiar as decisões dos investidores privados de participar ou não da disputa pelo gasoduto. Projetado para escoar o gás das futuras unidades de processamento do Comperj até o gasoduto Gasduc III, o projeto Itaboraí-Guapimirim é o primeiro a ser concedido para construção e operação pela iniciativa privada. O leilão do empreendimento, que terá 11,3 km de extensão e foi orçado em R\$ 112 milhões, estava previsto para ocorrer no mês passado, mas a ANP decidiu adiá-lo, sob o argumento de que a necessidade de transporte do gás teria passado de 2016 para 2017. A agência informou ao TCU que o cronograma está sendo reavaliado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), que foi informado pela Petrobras da postergação do prazo para a prestação do serviço. Dona do Comperj, que está no centro da Operação Lava-Jato, a estatal contratou sozinha, em novembro de 2014, toda a capacidade do gasoduto. Apesar das inconsistências identificadas em alguns cálculos feitos pela ANP, a área técnica do tribunal de contas informa no documento que as análises realizadas sobre a documentação "não são suficientes para atestar, de forma inconteste, uma sobreavaliação das estimativas" de investimento no projeto Itaboraí-Guapimirim. O relatório, entretanto, aponta fragilidades. Entre as principais está a adoção, pela ANP, do modelo britânico para o cálculo do custo do capital próprio do investidor e dos riscos do negócio. Para os técnicos do tribunal, o uso do modelo americano de precificação dos ativos financeiros daria "maior consistência e robustez" ao cálculo. Os auditores do tribunal também determinaram à EPE que providencie, "em prestígio aos princípios da isonomia, da eficiência e da modicidade tarifária, os estudos de sondagem e topografia necessários para subsidiar os investidores de informações mínimas para o dimensionamento das soluções de projeto e do valor dos investimentos necessários". (Valor Econômico - 27.05.2015)

Conselho Nacional de Política Energética autoriza 13ª Rodada de Licitações

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) divulgou hoje (9) nota informando que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou resolução autorizando a realização em outubro da 13ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios de Petróleo e Gás Natural. Segundo a ANP, o leilão ocorrerá nos dias 7 e 8, quando serão ofertados 266 blocos exploratórios, totalizando área de 125.045,9 quilômetros quadrados (km²). Desse total, 182 blocos estão localizados nas bacias terrestres do Amazonas, de Parnaíba, do Recôncavo e Potiguar e 84 nas bacias marítimas de Sergipe-Alagoas, Jacuípe, do Espírito Santo, de Campos, Camamu-Almada e Pelotas. Serão ofertadas ainda 11 áreas inativas com acumulações marginais, nas bacias do Recôncavo, Tucano Sul, Paraná, Barreirinhas, Potiguar e Espírito Santo, totalizando área de 58,4 km². (Agência Brasil - 09.06.2015)

Leilão de gás é marcado por CNPE

O CNPE publicou na terça, no Diário Oficial da União, a autorização para realização da nova rodada. O leilão está previsto para ocorrer nos dias 7 e 8 de outubro. Serão ofertados 266 blocos exploratórios, mais onze áreas inativas com acumulações marginais. (Valor Econômico - 11.06.2015)

ANP divulga pré-edital da 13ª rodada de licitações, com 266 blocos exploratórios

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) divulgou na sexta-feira (12) o pré-edital da 13ª rodada de licitações de blocos para exploração e produção de petróleo e gás natural, com 266 blocos previstos, distribuídos em 10 bacias sedimentares: Amazonas, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Jacuípe, Camamu-Almada, Espírito Santo, Campos e Pelotas. A rodada de licitações inclui áreas em bacias de elevado potencial, bacias de novas fronteiras exploratórias e bacias maduras que se apresentam como oportunidades para grandes, médias e pequenas empresas. Serão ofertadas ainda, em uma segunda etapa, 11 áreas inativas com acumulações marginais, nas bacias do Recôncavo, Tucano Sul, Paraná, Barreirinhas, Potiguar e Espírito Santo. Haverá uma audiência pública no dia 9 de julho e a publicação do edital final ocorrerá em 6 de agosto. O leilão está marcado para 7 de outubro, com possível prorrogação no dia seguinte, e a assinatura dos contratos de concessão está prevista para 23 de dezembro. Os grupos interessados na licitação terão que pagar taxas de participação, por bloco, que variam de R\$ 32,5 mil a R\$ 206 mil, para participar do processo e receber o pacote de dados técnicos. Para apresentar oferta no leilão, o grupo terá que oferecer garantias em dinheiro, por bloco, que vão de R\$ 142,5 mil a R\$ 1,656 milhão, dependendo da bacia petrolífera. As

ofertas serão compostas pelo valor do bônus de assinatura, mais o programa exploratório mínimo e o compromisso de conteúdo local. O patrimônio líquido mínimo dos grupos interessados em ser operadores dos campos foi fixado em R\$ 122 milhões, para águas ultraprofundas, profundas e áreas terrestres; R\$ 67 milhões, para águas rasas e áreas terrestres, e R\$ 4,5 milhões, para áreas terrestres. (Agência Brasil – 12.06.2015)

Falta de projetos pode inviabilizar licitação de térmicas para reforçar oferta no verão

Os empreendedores estão tendo dificuldades para viabilizar projetos para o leilão de térmicas de partida rápida a gás natural, com previsão de entrega para janeiro de 2016, disse ontem o secretário-executivo do Ministério de Minas e Energia (MME), Luiz Eduardo Barata, durante evento em São Paulo. O certame, marcado para o dia 13 de julho, visa atender a demanda no horário de ponta, de forma a evitar os chamados "apaguinhos" em momentos de pico de consumo no verão. "A EPE [Empresa de Pesquisa Energética] relata que os empreendedores têm enfrentado dificuldades de toda ordem por conta do prazo apertado", apontou o secretário. Especialistas dos setor já mostravam algum ceticismo em relação a esses projetos, por conta das dificuldades de conseguir suprimento de gás natural, em meio à oferta concentrada pela Petrobras, e de conseguir equipamentos para colocar o projeto de pé em menos de seis meses. Diante da possibilidade de frustração do leilão, o ministério já trabalha com outras alternativas para garantir o abastecimento de ponta, como o reforço da importação de energia do Uruguai e da Argentina, disse Barata. Além disso, o ministério ainda conta com a possibilidade de comprar energia produzida por geradores independentes. A Portaria 44, lançada no começo do ano pelo MME, prevê a realização de chamadas públicas para que comércios, prédios e indústrias que contam com geradores próprios a diesel ou óleo combustível possam vender energia diretamente às distribuidoras. "A chamada pública deve acontecer tão logo haja a regulamentação da Aneel", afirmou Barata. Segundo ele, é possível que o prazo do suprimento, inicialmente estimado até dezembro pela portaria, possa ser prorrogado a depender da demanda e da situação dos reservatórios das hidrelétricas para o verão. O secretário reforçou que a possibilidade de racionamento está descartada para este ano e a prioridade agora é reduzir o custo da eletricidade. "As térmicas garantiram o abastecimento, mas a um custo bastante elevado. Agora precisamos baratear [a energia]", afirmou. De acordo com ele, o barateamento se dará por meio da contratação de energia nos leilões, com substituição da atual matriz térmica baseada em óleo diesel, muito mais caro e poluente, por gás natural e carvão. (Valor Econômico – 16.06.2015)

Leilão pode mudar para ampliar uso de gás natural

O governo está disposto a rever algumas regras dos leilões de energia para viabilizar a participação de um maior número de termelétricas a gás natural nas concorrências. Segundo o presidente da EPE, Maurício Tolmasquim, está em estudo a redução do prazo de comprovação de contratação do combustível para que as térmicas obtenham a habilitação para participar dos leilões. Pela regra atual, as térmicas são obrigadas a apresentar à EPE um documento comprovando a garantia de suprimento de gás pelo fornecedor por um prazo de 25 anos. Segundo Tolmasquim, ainda não está definido para quanto poderá ser reduzido esse prazo. A ideia é que a medida seja implementada a partir dos leilões de 2016. Para o primeiro leilão A-5 deste ano, que negociou contratos de energia para início de fornecimento em 2020, foram inscritas 31 usinas a gás natural, com 15.605 megawatts (MW) de capacidade instalada. Desse total, porém, apenas sete usinas foram habilitadas, com um total de 4.348 MW. A medida em estudo pela EPE tem o apoio de representantes da Aneel e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Para o diretor da Aneel Reive Barros, "é importante reavaliar a forma como os leilões estão sendo desenvolvidos". Estudos preliminares da EPE preveem um crescimento de 49% da oferta de gás natural até 2024, para 169 milhões de metros cúbicos diários. Para o mesmo período, a estatal de estudos energéticos projeta um crescimento de 54% da demanda pelo combustível, totalizando 147 milhões de metros cúbicos diários. De acordo com a diretora do departamento de Gás Natural do MME, Symone Araújo, a projeção de oferta do ministério para 2024 é um pouco mais otimista, de 172 milhões de metros cúbicos diários. Questionada sobre o assunto, não quis responder aos jornalistas. (Valor Econômico - 25.06.2015)

União avalia promover novo leilão do pré-sal até 2017

O governo avalia realizar até 2017 uma nova rodada de licitações do pré-sal, sob o regime de partilha, disse ontem o secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do MME, Marco Antônio Almeida. A decisão sobre o leilão ainda não foi tomada, mas a o ministério já mapeou potenciais áreas a serem ofertadas. Almeida disse ainda que a intenção do governo é leiloar, dessa vez, mais de uma área. Em 2013, a primeira licitação sob regime de partilha ofertou apenas o campo de Libra. O secretário destacou que o governo já identificou áreas com semelhanças geológicas com Libra. Em road-shows para atrair investidores para o pré-sal no exterior, a ANP costuma apresentar Pau Brasil e Alto de Cabo Frio, na Bacia de Santos, como áreas de grandes potenciais. Os leilões do pré-sal estarão relacionados com a curva de produção do país e as metas de exportação de petróleo. O secretário do MME comentou sobre as licitações sob regime de concessão. Disse que espera "bons resultados" na 13ª rodada, marcada para outubro. O diretor da Pré-Sal Petróleo, Renato Darros, disse que o pico de produção do país deve ser atingido em 2016 e que o Brasil

precisa começar a se preparar para repor o declínio da produção. O ritmo de produção de petróleo, dentro e fora do pré-sal afeta diretamente também o mercado de gás natural. Atualmente, o país importa gás natural liquefeito pagando preços equivalentes aos do mercado asiático, segundo observou a especialista Ieda Gomes, diretora da Energix Strategy, e ex-presidente da BP no Brasil. Darros projeta para entre 2026 e 2030 uma disponibilidade de 70 milhões de m³/dia de gás no pré-sal, mas avisa que, mesmo com a conclusão dos gasodutos Rota 3 e Rota 4, "vão faltar dutos" para escoar a produção. (Valor Econômico - 18.08.2015)

ANP aprova inscrição da GDF Suez Brasil em 13ª rodada de licitação

A ANP divulgou na última sexta-feira, 21 de agosto, a lista das primeiras empresas que tiveram as solicitações de inscrição aprovadas pela Comissão Especial de Licitação da 13ª Rodada - blocos exploratórios. Dentre as doze empresas, destaca-se do setor de energia a GDF Suez Brasil que, assim como as outras onze companhias, cumpriu todos os requisitos previstos na seção 4 do edital e está apta a participar da licitação. Nas próximas reuniões da Comissão, nos dias 24 e 28 de agosto, serão analisadas as solicitações de inscrição das trinta e nove empresas que pagaram a taxa de participação. Nesta rodada, diferente das anteriores, o processo de qualificação só será feito para as empresas vencedoras da rodada. (Agência CanalEnergia - 24.08.2015)

PGN é otimista em rodada de licitação para exploração de petróleo e gás

Pedro Zinner, CEO da Parnaíba Gás Natural demonstrou otimismo com a 13ª Rodada de Licitações de blocos de exploração de petróleo e gás, marcada para 7 de outubro deste ano. Ele reconheceu que o contexto econômico mundial do valor do petróleo afeta a atratividade do leilão, mas lembrou que essa é uma indústria cíclica e que é preciso pensar a longo prazo. Apesar de não divulgar a estratégia para o leilão, Zinner deu a entender que a PGN tem interesse em ampliar seus negócios além da fronteira do estado do Maranhão. "Não vamos só focar em um negócio. Existe um interesse em um determinado momento da empresa diversificar. Mas o Maranhão é o core business da empresa e vai continuar sendo". (Agência CanalEnergia - 27.08.2015)

Emae deverá ter até seis interessados em chamada pública para térmica

A chamada pública que está em andamento para a formação de parceria entre a Emae e investidores privados para a construção de usinas térmicas em São Paulo deverá atrair até seis interessados. Essa é a expectativa da estatal paulista diante

da prorrogação do prazo de inscrição de projetos até o início de outubro. O resultado deverá ser conhecido apenas no início de 2016 e poderá abrigar qualquer tecnologia de geração, desde usinas com grupos geradores a UTEs a gás natural a ciclo combinado. De acordo com o diretor presidente da Emae, Luiz Carlos Ciocchi, a extensão do prazo da chamada pública foi decidida após o pedido de dois investidores interessados no processo. Atualmente, já há cinco inscrições e a perspectiva é de que encerre o processo com pelo menos mais uma empresa. (Agência CanalEnergia - 17.09.2015)

Parnaíba Gás Natural fica com seis blocos na 13ª Rodada da ANP

A Parnaíba Gás Natural ganhou sozinha ou em consórcio seis blocos na bacia do Parnaíba na 13ª Rodada de Licitações da ANP, realizada nesta quarta-feira, 7 de outubro. No setor SPN-N, foram quatro blocos, sendo dois com a GDF Suez E&P Brasil Participações (35%) e dois com a BPMB Parnaíba (30%). Já no setor SPN-O, ela arrematou dois blocos sozinha. A 13ª Rodada gerou investimentos de cerca de R\$ 340 mi, de acordo com a ANP. Foram arrematados 37 blocos, dos 266 blocos oferecidos, o que gerou R\$ 121.109.596,73 em bônus de assinatura. A previsão de investimentos do Programa Exploratório Mínimo a ser cumprido pelas empresas vencedoras é de R\$ 216.042.000,00. De acordo com a ANP, a área arrematada totaliza 33.617,83 km². Ao todo, 17 empresas de sete países participaram, todas tendo arrematado blocos, sendo 11 nacionais e seis de origem estrangeira - Canadá, França, Argentina, Bermudas, Panamá e Chile. Foram arrematados blocos ofertados em nove setores, distribuídos em quatro bacias sedimentares: Parnaíba, Potiguar, Sergipe-Alagoas e Recôncavo. O maior bônus de assinatura foi de R\$ 63.860.099,99, oferecido pelo bloco SSEAL-M-351, da bacia Sergipe-Alagoas, pela empresa Queiroz Galvão. O maior ágio do bônus de assinatura foi de 387,51%, para o bloco REC-T-212, na Bacia do Recôncavo, oferecido pela empresa Imetame. Segundo a ANP, o conteúdo local médio da 13ª Rodada foi de 73,14% para a fase de exploração do contrato de concessão e de 79,51% para a fase de desenvolvimento. A assinatura dos contratos está prevista para o dia 23 de dezembro. (Agência CanalEnergia - 07.10.2015)

Subsidiária da Eneva sai vencedora de um bloco na 13ª Rodada da ANP

A Eneva informou que o consórcio formado pela sua subsidiária Parnaíba Participações S.A. e pela BPMB Parnaíba apresentou, na 13ª Rodada de Licitações da ANP, o lance vencedor pelo bloco PN-T-84, localizado na Bacia do Parnaíba. Segundo a empresa, o consórcio irá realizar campanha exploratória no bloco com o intuito de verificar a possibilidade de existência de formações de hidrocarbonetos. Com isso, a companhia espera aumentar seu conhecimento sobre os recursos existentes na região da Bacia do Parnaíba, onde também estão

localizados blocos exploratórios de onde é fornecido gás natural para o suprimento das usinas termelétricas do Complexo Parnaíba. (Agência CanalEnergia - 08.10.2015)

Produção de gás atraiu petroleiras à 13ª Rodada da ANP

A 13ª Rodada da ANP deve consolidar, a exemplo da 12ª Rodada, de 2013, a busca por gás natural para projetos termelétricos. Mais da metade dos investimentos mínimos previstos nos blocos arrematados na licitação da semana passada está nas mãos de empresas com vocação para geração térmica, como PGN, Imetame, Engie, Eneva e BPMB Parnaíba, que assumiram compromissos de investir ao menos R\$ 126 mi em exploração nas concessões adquiridas Imetame e PGN, as duas únicas detentoras de projetos gás-to-wire no Brasil, já sinalizaram que pretendem apostar na continuidade da fórmula de sucesso. Principal produtora privada de gás do país e fornecedora das usinas do Complexo Parnaíba, concebido pela antiga OGX Maranhão como projeto integrado de produção de gás e geração termelétrica, a PGN se associou à Engie (ex-GDF Suez), gigante da área de geração, em dois blocos no Maranhão. Presidente da brasileira, Pedro Zinner, disse que a parceria com a Engie, num primeiro momento, é focada na exploração de óleo e gás, mas sinalizou que, se encontrar gás futuramente nas áreas arrematadas com a nova sócia, a geração termelétrica "faz sentido". "O modelo gás-to-wire se mostrou modelo de sucesso e é uma das opções", afirmou o executivo, na semana passada, após participar da 13ª Rodada. Além da PGN, a Engie se associou à canadense Alvopectro em outros quatro blocos, no Recôncavo. A descoberta de gás para geração térmica é a principal aposta da empresa nas atividades de exploração e produção. "O foco ainda é o 'onshore' com a intenção de criar viabilidade para projetos térmicos", disse o presidente da companhia no Brasil, Maurício Bähr, semanas antes do leilão. (Valor Econômico - 13.10.2015)

Condomínio térmico da Emae recebe propostas para 10 GW

Encerrado o período de recebimento de projetos, a licitação da Emae para montar um condomínio termelétrico a gás na capital, somou mais de 10 GW em propostas entregues por 15 empresas, segundo informou o presidente da companhia, Luiz Carlos Ciochi. O sítio reservado para os empreendimentos, localizado junto à usina Fernando Gasparian, tem lugar para 1,5 GW de capacidade instalada. "Tivemos uma resposta muito mais positiva do que imaginávamos. Em meio à crise há muitos agentes querendo investir", qualificou o executivo. Alguns empreendedores trouxeram opção de injetar GNL na rede da Comgás, via terminais e gasodutos da Petrobras, mas para tanto seria necessário regulamentar as operações de swap pela ANP. Aliás, a

regulamentação está em processo final de preparação pela agência, adiantou o executivo. Acontece agora, segundo descreveu, um trabalho que busca detalhar mais as características de cada uma das propostas. Até o final do mês esse processo estará concluído e a Emae deve chamar as companhias selecionadas já para firmar compromissos ou “outra etapa formal que se fizer necessária”. Quanto a estrutura existente para oferta de gás, o governo paulista recebeu garantia da Comgás de que será disponibilizado o for necessário para viabilizar o fornecimento. Já existe capacidade de gasoduto para escoamento de 5 milhões de m³ cúbicos, restando acertar o enchimento. EPE, MME, ONS e Aneel estão sendo reportados sobre o andamento da licitação, explicou Ciochi, até para saber a melhor forma de alocar a futura produção para melhor atender o sistema elétrico: se na forma de geração firme ou de ponta e em qual leilão enquadrar os projetos, se em A-3 ou A-5. (Agência Brasil Energia - 06.11.2015)

Algás avança na expansão de gasodutos em Alagoas

A Algás fechou na última sexta-feira (6/11) os contratos de construção do gasoduto Penedo–Arapiraca e de duplicação do gasoduto Pilar–Marechal Deodoro, em AL, a empreiteira Thompson e Azevedo. As obras foram orçadas em R\$ 52 mi, sendo R\$ 41 mi referentes ao gasoduto Penedo–Arapiraca e R\$ 11 mi ao Pilar–Marechal Deodoro. De acordo com a concessionária alagoana, as licitações dos dois projetos foram muito concorridas. As propostas da Thompson e Azevedo, vencedoras das duas concorrências, proporcionaram uma redução de custos da ordem de 30%. As licitações dos gasodutos Penedo–Arapiraca e Pilar–Marechal Deodoro registraram 14 e nove empresas interessadas, respectivamente. O projeto de construção do gasoduto Penedo–Arapiraca terá quatro etapas. A primeira e a segunda darão conta de 34 km de dutos em um prazo de 14 meses. Quando concluído, o empreendimento terá 66 km de extensão, partindo da estação em Penedo, passando pelos municípios de Igreja Nova e São Sebastião e chegando à futura ERP da Algás, em Arapiraca. A previsão é concluir o projeto no primeiro trimestre 2018. Já a duplicação da rede de distribuição entre Pilar e Marechal Deodoro, com 15 km de extensão, será realizada em uma única etapa de nove meses de duração. A expansão do fornecimento de gás natural ampliará a capacidade de atendimento da região, permitindo a instalação de novas unidades industriais no Polo José Aprígio Vilela, em Marechal Deodoro, segundo a companhia. O duto deve entrar em operação até o final de 2016. (Agência Brasil Energia - 09.11.2015)

IV. Regulação

Recontabilização de outubro trará CVU de R\$ 514,93 / MWh para a UTE Araucária

A Aneel determinou à CCEE que na recontabilização de outubro seja usado o valor de R\$ 514,93/MWh para o Custo Variável Unitário da UTE Araucária. A Aneel também definiu o CVU da UTE Norte Fluminense 4 em R\$ 247,83 R\$/MWh. O valor deverá ser aplicado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico a partir da revisão 3 do Programa Mensal de Operação de 2015. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica deverá usar esse valor para a contabilização a partir de janeiro de 2015. (Agência CanalEnergia - 15.01.2015)

Governo estuda substituir combustível de térmicas a diesel por GNL

O governo vai estudar a possibilidade de substituir 2.500 MW de energia produzida a partir de óleo diesel por geração a partir de um combustível mais barato e mais adequado do ponto de vista ambiental. Uma das possibilidades seria o uso do Gás Natural Liquefeito, ou GNL, que tem excesso de oferta no mercado internacional e pode baixar o custo de geração das termelétricas da ordem de R\$ 600 a R\$ 650/MWh para um valor entre R\$ 210 e R\$ 220/MWh, segundo estimativa do ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga. A troca do combustível das térmicas faz parte de um conjunto de medidas em discussão pelo ministério para reduzir o impacto do preço da energia, reduzir gargalos provocados pelos atrasos em obras de geração e transmissão e garantir o abastecimento em 2015. Com a substituição do diesel pelo GNL, observou o ministro, o custo de geração estaria abaixo do teto do Preço de Liquidação das Diferenças - de R\$ 388,48/MWh - e com um valor melhor e mais justo para o consumidor. (Agência CanalEnergia - 29.01.2015)

Aneel prorroga por tempo indeterminado operação de termelétricas no Nordeste

A Aneel prorrogou nesta segunda-feira, 2 de fevereiro, por tempo indeterminado a operação comercial das unidades geradoras UG1 a UG10 da UTE Arembepe, que somam 150 MW de potência. A agência também prorrogou por tempo indeterminado 151,7 MW de oito unidades geradoras da UTE Camaçari Muricy. As térmicas ficam localizadas no estado da Bahia. Outras térmicas no Nordeste tiveram a operação comercial prorrogada, mas até o dia 31 de janeiro de 2016. As

UTES Termoparaíba e Termonordeste, de 170,8 MW cada uma e a UTE Campina Grande de 169 MW, na Paraíba; as UTE Termomanaus, de 143 MW e Pau Ferro I, de 94 MW, em Pernambuco e as UTEs Potiguar, de 53,1 MW e Potiguar III, de 66,4 MW, no Rio Grande do Norte. Na Bahia, a autorização foi para as termelétricas Global I e II, de 148,8 MW cada uma. No Maranhão, o aval foi para as UTEs Geramar I e II, de 165,8 MW cada. A UTE Viana, no Espírito Santo, de 174 MW e a UTE Maracanaú I, no Ceará, de 168 MW também podem operar até 31 de janeiro de 2016. (Agência CanalEnergia - 02.02.2015)

Atraso na expansão térmica chega a 87% dos projetos fiscalizados pela Aneel

O relatório de fiscalização da Aneel para o mês de fevereiro aponta que das usinas termelétricas fiscalizadas, 87,7% das classificadas como de alta viabilidade estão com o cronograma atrasado. No total, de 11 projetos que somam capacidade instalada de 2.809,57 MW e estão indicadas com a cor verde no campo viabilidade do relatório, seis projetos que acumulam 2.464MW de capacidade de geração estão fora do cronograma acompanhados pela agência reguladora. Angra 3, em construção no município de Angra dos Reis (RJ) com 1.405 MW é a responsável por mais da metade do volume em atraso. Os demais 1.059 MW estão divididos entre os demais projetos sendo que outros 518,8 MW estão concentrados apenas na UTE Maranhão III, de propriedade da Eneva. De acordo com o relatório da Aneel, foram fiscalizados 6.196 GW em capacidade instalada no país em 25 projetos. Desse total, 11 estão com a classificação vermelha e sem previsão de entrada em operação. Nesse conjunto de usinas estão as térmicas da MC2, cuja proposta de revogação da outorga está em andamento na agência. Se considerar todas as usinas fiscalizadas que não cumprirão o cronograma estabelecido pela Aneel, temos 5.250 MW em atraso, o que corresponde a 84,7% do total. (Agência CanalEnergia - 24.02.2015)

Relatório da Aneel aponta 2 projetos em nível de classificação amarelo

O relatório de fiscalização da Aneel para o mês de fevereiro apontou que das usinas termelétricas fiscalizadas, no nível de classificação amarelo, cujos projetos não estão com o processo de licenciamento ambiental finalizado ou as obras não foram iniciadas, mas que não há impedimentos para a implantação da usina, há apenas 2 projetos que somam 600 MW em capacidade. Nesse caso estão 10 MW da Coquepar, no Rio de Janeiro, cujas obras não foram iniciadas e, segundo o relatório da Aneel, não há previsão para o seu começo. A maior parte desse volume, no entanto, está concentrado na UTE Mauá 3, cuja operação comercial está projetada para janeiro de 2017 sendo que a obrigação da Eletrobras Amazonas Energia, responsável pela usina, é de colocar a central em operação apenas em novembro de 2017. A Aneel informou em seu relatório de fiscalização

que a fonte térmica em 2015 adicionou 241 MW em capacidade nova até 15 de fevereiro. A maior parte, 207 MW de usinas, utilizam combustíveis fósseis. Os 34 MW restantes são gerados através de usinas movidas a biomassa. (Agência CanalEnergia - 24.02.2015)

Valor da receita fixa de térmica em MG terá de ser recontabilizado pela CCEE

A CCEE terá de recontabilizar os valores correspondentes à receita fixa da UTE Bioenergética Vale do Paracatu para devolução dos valores pagos a mais ao empreendedor a partir de 2011. A termelétrica movida a bagaço de cana teve a potência instalada reduzida de 80 MW para 60 MW e a garantia física recalculada de 39,2 MW médios para 33,2 MW médios a partir de maio daquele ano. Com isso, a receita fixa da usina foi revisada e passou dos R\$ 155,69/MWh ofertados no leilão de Reserva de 2008 para R\$ 147,65/MWh. O gerador negociou no certame 12 MW médios de energia para entrega em 2010 e 2011 e 20 MW médios para suprimento a partir de 2012, com término do contrato em 2024. A térmica está localizada na cidade de João Pinheiro, em Minas Gerais. (Agência CanalEnergia - 24.02.2015)

Aneel sugere critérios já estabelecidos para cálculo do custo de térmicas de Manaus

A Aneel vai usar critérios já estabelecidos para definir os custos fixos e variáveis, os limites máximos de consumo específico de combustíveis e o valor do referência do combustível usado nas usinas termelétricas do parque de Manaus, que tiveram sua geração mantida pelo Ministério de Minas e Energia. A necessidade de permanência dessas usinas em operação de forma excepcional e temporária foi definida pela Portaria 41, do MME, e será regulamentada pela, Aneel após audiência pública de dez dias. A portaria do MME permitiu a prorrogação de contratos da Eletrobras Amazonas Distribuidora com as termelétricas, que vão continuar operando por mais 12 meses, até a entrada em operação da UTE Mauá III. A proposta do órgão regulador sobre as diretrizes da portaria ficará disponível para contribuições entre 19 e 28 de março. A regulamentação é necessária para possibilitar o cálculo do valor do ressarcimento dos custos das usinas. A portaria do ministério estabeleceu que o pagamento à distribuidora será feito por meio do Encargo de Serviços do Sistema por restrição de operação no Sistema Interligado. A proposta da Aneel trata ainda da flexibilização de critérios de medição para faturamento e comunicação para despacho; dos Procedimentos de Distribuição - Prodist; dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico e das Regras e Procedimentos de Comercialização da Camara Comercialização de Energia Elétrica, em razão do caráter temporário da operação. (Agência CanalEnergia - 17.03.2015)

MME altera garantia física de térmicas do Pecem e de Itaqui

O MME definiu na última terça-feira, 24 de março, os novos valores de garantia física das termelétricas Porto do Pecem I (CE - 720 MW), Porto do Pecem II (CE - 365 MW) e Porto do Itaqui (MA - 360,1 MW). A garantia da UTE Pecem I foi a que teve maior aumento, saindo de 631 MW para 645,3 MW; a da UTE Pecem II vai de 294,7 MW para 298,8 MW. Já na UTE Porto do Itaqui, ela cresce 8 MW, mudando de 332,7 MW para 340,7 MW. De acordo com o MME, os montantes de garantia são determinados nas barras de saída dos geradores. Para a comercialização de energia, os consumos internos das Usinas e as perdas na rede deverão ser abatidos dos montantes de garantia física de energia definidos nesta portaria. Esses montantes de garantia física de energia definidos na portaria poderão ser revisados com base na legislação vigente. (Agência CanalEnergia - 25.03.2015)

Indisponibilidade de térmicas no NE será calculada pela potência atual

A Aneel decidiu que o fator de indisponibilidade das termelétricas Itaqui, Porto do Pecém I, Maranhão IV, Maranhão V, Pecém II e Suape II será calculado pela potência atual dos empreendimentos. As seis usinas foram instaladas com capacidade maior que a prevista nos contratos de comercialização e no cálculo da garantia física, o que afetou o cálculo das indisponibilidades. A Aneel recebeu solicitação das empresas Itaqui Geração de Energia S.A., Porto do Pecém Geração de Energia S.A., Parnaíba Geração de Energia S.A., Pecém II Geração de Energia S.A. e Energética Suape para que o Operador Nacional do Sistema Elétrico passasse a considerar a potência vinculada aos contratos de comercialização de energia. Com a revisão da garantia física das usinas pelo Ministério de Minas e Energia, a diretoria da agência negou o recurso apresentado pelas geradoras. A UTE Itaqui (MA) tem capacidade instalada de 360 MW; Porto do Pecém I (CE), 720 MW; Pecém II (CE), 365 MW; Maranhão IV, 337,6MW; Maranhão V, 675 MW e Suape II, 381,2 MW. (Agência CanalEnergia - 31.03.2015)

Incertezas do gás natural impedem viabilização de térmica da Tractebel

As restrições que o gás natural enfrenta no país impedem a viabilização da UTE Norte Catarinense. A usina a gás é um projeto da Tractebel de 600 MW, mas não está nos planos imediatos da empresa. Mesmo com a GDF Suez - controladora da Tractebel - sendo a maior operador de GNL na bacia do Atlântico e possuindo vários terminais em outros países, ainda há incertezas sobre o uso dessa opção no Brasil para a viabilização da usina. Fatores como a estrutura de regaseificação, contratos de longo prazo para o combustível e a forte presença da Petrobras pesam na decisão. "Temos uma posição interessante para explorar essa possibilidade, mas ainda não encontramos a equação adequada. As condições

tem que ser um pouco mais definidas", explica Eduardo Sattamini, diretor de relações com investidores da Tractebel em conferência com investidores nesta terça-feira, 31 de março. Com muitos projetos eólicos na carteira e com um cenário de difícil negociação com os fabricantes de equipamentos, Sattamini lembrou que, pelo fato de ser um player internacional, a empresa pode obter vantagens nas negociações. Apesar de admitir que a empresa tem um perfil conservador, ele mantém o apetite da empresa aberto para a compra de ativos fora do ambiente dos leilões em 2015. Para 2015, a estratégia de comercialização da empresa no médio prazo prevê uma descontração de 99 MW médios, 2,3% do percentual dos recursos totais, deixando a descontração baixa. Para 2016, a previsão do valor aumenta para 397 MW médios. Com o passar do tempo e aumento da previsibilidade do mercado, a empresa vai alterar a disponibilidade para os próximos anos. (Agência CanalEnergia - 31.03.2015)

Aneel libera térmicas para operar em fase de testes no Sul

A Aneel autorizou nesta sexta-feira, 24 de abril, o início da operação em teste da unidade geradora (UG1) da UTE USI BIO, no Paraná. A turbina totaliza 35 MW de capacidade instalada. A Agência liberou também a operação em fase de testes da unidade (UG5) da UTE CMPC, no Rio Grande do Sul. A turbina possui um total de 0,1 MW de potência. Ainda no Estado, foi aprovado pela Aneel o início da operação em teste de seis turbinas (UG1 a UG6) da UTE Biotérmica Recreio. As unidades geradoras somam 8,5 KW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia - 27.04.2015)

Portaria 44: agentes pedem aumento de 30% na remuneração para GN

O valor de remuneração para geração própria do gás natural estabelecido pela portaria MME 44 em R\$ 792,49/MWh é insuficiente para estimular consumidores a fechar a venda de energia. Acontece que esse valor está cerca de 30% abaixo do patamar que pode levar os proprietários de unidades de geração ociosas a aderir ao plano do governo. O motivo está no preço do combustível apontado na portaria que está em audiência pública na Aneel e cuja resolução deverá ser encaminhada à diretoria na reunião do dia 12 de maio. Tanto é assim que a audiência pública, que recebeu 74 contribuições, possui a mesma manifestação feita por uma série de associações e empresas. Em comum, está o pedido da elevação do preço do combustível de R\$ 1,34 por metro cúbico de gás para até R\$ 1,79 por metro cúbico. E ainda, o equacionamento da receita fixa entre a geração a gás natural e a diesel que está em R\$ 176,50/MWh para a primeira e em R\$ 237,79/MWh para a segunda. A proposta que consta de contribuições como a feita pela Abegás e pela Comgás é de uma elevação do valor proposto para a

remuneração da energia gerada a partir do gás natural para R\$ 1.025,16/MWh. (Agência CanalEnergia – 06.05.2015)

Comgás: com patamar elevado de preços, apenas cinco clientes teriam viabilidade de investir em cogeração

O gerente de marketing da Comgás, Ricardo Vallejo, explica que o pedido de elevação do preço do metro cúbico do gás, para atrair proprietários para o plano do governo, é apenas um dos três itens que compõe a contribuição da empresa. Ele explica que o aumento do custo do combustível se dá porque o considerado na portaria do MME refere-se à tarifa aplicada apenas para a Cogeração e que é mais baixa do que a aplicada a consumidores industriais e comerciais. Com o patamar elevado de preços, disse ele, na área de concessão da Comgás teria apenas cinco clientes com viabilidade de usar essa tarifa. “A tarifa mais baixa da cogeração é incentivada justamente para incentivar os clientes a investir em plantas de cogeração, tanto que essas unidades têm que ser cadastradas na Aneel e serem reconhecidas pela agência reguladora”, explicou Vallejo. “O valor proposto não inclui nem todo o potencial que existe, mas abrange cerca de 70% do potencial que existe de geração própria a gás natural”, acrescentou o executivo. No mesmo sentido, as contribuições que abordam a questão o valor da remuneração da geração própria a gás natural vieram de outras instituições. Entre elas estão a própria Associação da Indústria de Cogeração de Energia, da Abividro (que representa a indústria de vidros no Brasil) e a Gasmig. (Agência CanalEnergia – 06.05.2015)

Diferenciação da receita fixa para o gerador a gás natural e a diesel é motivo de crítica

A diferenciação da receita fixa para o gerador a gás natural e a diesel tem causado mal estar no setor. A diferença, como mostrada é 34,7% mais alto para o diesel. Na avaliação do gerente de marketing da Comgás, Ricardo Vallejo, o mínimo que deveria ser adotado era a equalização desses patamares para que não haja favorecimento para a fonte que é reconhecidamente mais poluidora. “Queremos pelo menos a igualdade de receita fixa ao diesel. Nem entramos no mérito das vantagens da geração a gás natural ser mais limpa e de logística mais fácil do que o diesel que precisa do transporte do combustível por meio de caminhões”, apontou ele. No caso da contribuição da Cogen, o valor da tarifa de gás é até mais elevado do que o proposto pela Abegás e Comgás. Para a associação deveria ser adotado o valor de R\$ 1,79 por metro cúbico e não R\$ 1,77. “Dessa forma, há um desequilíbrio da tarifa, em que o gás natural ficou subestimado e o diesel sobrestimado, com uma grande distância entre eles”, notou a entidade. (Agência CanalEnergia – 06.05.2015)

Comgás sugere criação de nova modalidade de geração

A Comgás sugeriu que a resolução a ser criada pela Aneel referente à portaria MME 44 inclua ainda uma nova modalidade de geração: o sistema bicombustível que incluiria as unidades que operam com diesel e gás natural. Nesse caso também estaria em um patamar abaixo o valor proposto à geração somente a diesel, de R\$ 1.222,75/MWh ante os R\$ 1.420,34/MWh, o primeiro patamar da curva de déficit. Vallejo diz que do potencial indicado na NT da EPE que balizou a portaria 44 do MME, que é de 7 a 9 GW de capacidade de geração de ponta ociosa que poderia entrar por meio dessa medida, 40% está na área de concessão da Comgás, ou algo entre 2,8 e 3,6 GW. (Agência CanalEnergia – 06.05.2015)

CNI propõe mudanças para acelerar produção de gás em terra

Em campanhas exploratórias, o gás normalmente é visto como um subproduto indesejado, uma espécie de primo pobre do petróleo – este, sim, o verdadeiro ouro negro do setor. O perfil da produção brasileira também não ajuda: boa parte dos reservatórios de gás natural está em bacias marítimas e é associada ao petróleo, com elevado custo de escoamento, o que explica o reduzido interesse das empresas. Para inverter essa lógica e potencializar a produção de gás em terra, diminuindo a dependência das atividades "offshore", um extenso estudo da CNI identifica barreiras ao crescimento da exploração e compila propostas para destravar o setor. O estudo começa com um bom ponto de partida: a própria AIE diz que a produção "onshore" de gás no Brasil tem potencial de aumentar dos atuais 3 bilhões para 20 bilhões de metros cúbicos por ano, em 2035, considerando-se os recursos convencionais e não convencionais (gás de xisto). No entanto, a agência reconhece que, além dos riscos geológicos, os riscos acima do solo tornam a expansão absolutamente incerta. Aí vêm os problemas. Os leilões de concessão de blocos exploratórios em terra não têm regularidade e inviabilizam a atração de um grande número de operadoras; há crescente judicialização do processo de licenciamento ambiental, especialmente quando se usa a técnica de fraturamento hidráulico; as exigências de conteúdo local são incompatíveis com o baixo nível de desenvolvimento da cadeia de fornecedores; a complexidade da estrutura tributária não favorece a produção de gás natural em terra. Em outra frente, as empresas com interesse na exploração de gás "onshore" enfrentam dificuldades na comercialização do que produzem. Falta infraestrutura de transporte (gasodutos) e sobram restrições ao acesso à infraestrutura existente. Além disso, há dificuldade de acesso ao mercado final, em função do monopólio virtual das distribuidoras estaduais e da forte concentração do segmento nas mãos da Petrobras. Para ler o estudo na íntegra, clique [aqui](http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/estudos/cni7.pdf). (Valor Econômico – 11.05.2015)

Estudo da CNI para gás em terra tem propostas pro campo regulatório, além de simplificações e desburocratizações

O estudo da CNI que identifica barreiras ao crescimento da exploração de gás em terra traz uma série de recomendações para impulsionar o desenvolvimento da exploração e da produção. As propostas começam no campo regulatório. Uma delas é um calendário que envolva leilões trimestrais para áreas maduras e leilões anuais para as bacias de fronteira geológica. Passam pela revisão das garantias financeiras para a habilitação de empresas que queiram participar dos leilões. Também abrange a simplificação do processo de importação de equipamentos e a possibilidade de conversão, em investimentos obrigatórios, de eventuais multas por descumprimento de conteúdo nacional. O documento sugere ainda medidas de simplificação, desburocratização e padronização dos processos de concessão de licenças ambientais no âmbito estadual. No campo tributário, propõe a adoção de alíquotas menores de royalties para sobre o gás em terra, além da isenção de ICMS para a matéria prima que abastece usinas de geração termelétrica. Apenas 27% da produção nacional de gás é realizada em terra. Este tipo de produção caiu entre 2004 e 2012, demonstrando a falta de dinamismo da exploração no país. Em 2013, voltou a aumentar, com a entrada em produção dos campos Gavião Real e Gavião Azul (Bacia do Parnaíba) e o crescimento da produção na Bacia do Solimões (AM). (Valor Econômico - 11.05.2015)

UTE Uruguaiana tem CVU fixado

A Aneel aprovou o pedido da UTE Uruguaiana (RS - 639 MW), e o Custo Variável Unitário será de R\$ 624,84/MWh. O valor faz referência à geração registrada na usina em abril. O montante, aplicado de forma provisória, está sujeito à validação do MME, o que possibilita revisão posterior do CVU aprovado, e ainda a recontabilização por parte da CCEE. (Agência CanalEnergia - 18.05.2015)

IPB apresenta propostas para aumentar atratividade do setor de petróleo e gás

O Instituto Brasileiro do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), entidade que reúne indústrias do setor de petróleo, gás e biocombustíveis, apresentou hoje (25), no Rio, uma série de propostas que serão encaminhadas ao MME. O presidente do IBP, Jorge Camargo, informou que as propostas foram baseadas em estudo da consultoria internacional Bain & Company, feito por encomenda do IBP, e objetivam aumentar a atratividade do setor de petróleo e gás do Brasil. Ele esclareceu que as propostas não tratam de mudar a política de conteúdo local em vigor para o setor de petróleo e gás, mas de aperfeiçoar essa política. Nesse sentido, defendeu que seria oportuno promover o aprimoramento da política já para a décima terceira rodada de petróleo, que vai leiloar áreas em terra e mar, em várias regiões do Brasil, no fim deste ano. Uma das propostas apresentadas

pelo IBP, é no sentido de aproveitar, nos próximos leilões, a regra vigente no modelo de partilha, que estabelece um percentual fixo de conteúdo local, tendo em vista as incertezas que podem afetar o desenvolvimento do projeto lá na frente. Outra proposta apresentada, visa à criação de um mecanismo de incentivo e compensações, como já ocorre em outros setores regulados, para quitação de penalidades, “que traz um benefício real para a cadeia de fornecedores, em vez de uma discussão de penalizações que não desenvolve a cadeia”. Para o diretor executivo de Exploração e Produção do IBP, Antonio Guimarães, esses incentivos e compensações poderiam ser usados também para o estoque de projetos existentes hoje que se acham parados, devido à crise. (Agência Brasil – 25.05.2015)

Aneel define custos e CVUs de maio de térmicas no Amazonas

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou provisoriamente nesta segunda-feira, 15 de junho, os valores de custo fixo ajustado e Custo Variável Ajustado das termelétricas localizadas no estado do Amazonas referentes a maio de 2015. O total da soma dos custos chega a R\$ 90,3 milhões. Os valores foram calculados com base na Resolução Normativa nº 659/2015, que trata dos critérios e procedimentos para definição e ressarcimento dos custos fixos e variáveis dessas usinas, que continuam gerando de forma excepcional por doze meses. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica vai efetuar o ressarcimento para a Amazonas Distribuidora de Energia dos custos por Encargo de Serviços de Sistema, adotando critério de rateio entre os agentes pagadores idêntico ao do ESS por restrição de operação no âmbito do Sistema Interligado Nacional. A UTE Flores terá custos totais de R\$ 28.194.106,90. A UTE Aparecida, que é movida a óleo, terá Custo total de R\$ 22.097.249,14. Já na UTE São José, ele será de R\$14.105.865,82. O bloco I da UTE Mauá terá custos de 9.871.071,99; o bloco V terá custos de R\$ 9.111.260,95 e o bloco IV de 1.653.908,84. A UTE Iranduba terá custos totais de R\$ 4.870.494,93 e a UTE Electron, de R\$ 404.134,54. A Aneel também aprovou as potências disponibilizadas e os custos variáveis unitários dessas usinas para maio. A UTE Aparecida terá potência de 36 MW e CVU de R\$ 905,99/MWh. A UTE Electron vai ter 15 MW de potência e CVU de R\$ 872,84/MWh. Na UTE Flores, a potência será de 80 MW e CVU de 841,64/MWh. Na UTE Iranduba, a potência vai ser de 25MW e o CVU, de R\$ 867,33/MWh. O bloco I da UTE Mauá vai ter 20 MW de potência e R\$ 711,77/MWh de CVU. O bloco IV terá 60 MW e CVU de 575/MWh e o bloco V, potência de 30 MW e R\$ 805,90 de CVU. (Agência CanalEnergia – 15.06.2015)

Excesso de regras impede expansão de termelétricas a gás

Com dificuldades para se viabilizarem nos leilões de energia, as termelétricas movidas a gás natural têm mostrado a sua importância na matriz em um cenário

de reservatórios hídricos em baixa. Com a oferta do insumo crescendo no mundo, o Brasil apresenta escassez de oferta e preços altos. Aspectos operacionais como transporte e distribuição tem aparecido como impeditivos. Atrelada a um excesso de regras de legislações, o governo e agentes reguladores tem mostrado disposição em mudar esse quadro restritivo. O mercado tem pedido que o setor elétrico promova uma adaptação das regras à lógica da indústria de gás natural. Também é necessário que se defina uma política de médio e longo prazo para uso do insumo, além do aumento do acesso a gasodutos. Uma das regras que deve ser alterada e tem sido motivo de reclamações por parte do mercado é a necessidade da comprovação de um contrato da comprovação do combustível por 25 anos. Os empreendedores alegam que esse tempo é longo demais e inviabiliza as negociações. O presidente EPE, Maurício Tolmasquim, vem sinalizando que essa regra deve ser alterada para os certames do ano que vem, mas ainda não há um consenso sobre a redução no tempo do contrato. Ele acredita que caso se saiba com antecedência que um empreendedor não consiga renovar o contrato de gás, dá tempo de fazer um outro leilão para contratar uma substituição. O empreendedor também vai poder no ano que vem adotar o indexador flexível do preço do gás, em que ele vai poder criar uma cesta e escolher dosar a quantidade desejada. Para o diretor da Aneel, Reive Barros, na operação das térmicas a gás há fatores como a inconsistência entre o modelo de despacho as características da usina e uma falta de definição no modelo de operação desejado das usinas também não ajudam. Ele quer uma avaliação com os agentes para avaliar entraves como inflexibilidade, a carga tributária do gás e a forte no longo prazo, de modo que o consumidor seja beneficiado. Já do lado do MME, Altino Ventura, secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético, alega que não se deve olhar para um energético sem observar os outros, sob pena de equívocos. Segundo ele, o contexto internacional também deve ser observado, já que o preço do gás não é competitivo no país. Ventura também ressalta que as condições nos leilões têm melhorado para as termelétricas a gás. Em 2014, o preço foi de R\$ 209/MWh e em 2015 ele subiu para R\$ 281/MWh. (Agência CanalEnergia - 26.06.2015)

Custos das térmicas do Amazonas em junho ficam em R\$ 49,6 mi

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou provisoriamente nesta terça-feira, 14 de julho, os valores de custo fixo ajustado e custo Variável Ajustado das termelétricas localizadas no estado do Amazonas referentes a junho de 2015. A soma dos custos é de R\$ 49.686.195,48. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica vai fazer o ressarcimento para a Amazonas Energia dos custos por meio de Encargos de Serviços do Sistema adotando critério de rateio entre os agentes pagadores similar ao executado no ESS por restrição de operação no âmbito do SIN. Os custos totais da UTE Flores ficarão em R\$ 20.105.800,46. Na UTE São José

Mauá eles ficam em R\$ 11.163.953,95. No bloco V da UTE Mauá a soma dos custos fixo e variável ficou em R\$ 5.413.948,55. Na UTE Aparecida, que é movida a óleo, os custos serão de R\$ 4.485.053,56. Na UTE Iranduba, a soma dos custos vai ser de R\$ 4.355.702,45. O bloco I da UTE Mauá terá custos de R\$ 3.214.029,68. Os menores custos ficaram com o bloco IV da UTE Mauá, de R\$ 543.265,87; e com a UTE Electron, que vai ter custos de R\$ 404.440,96. (Agência CanalEnergia - 14.07.2015)

CVU da UTE Norte Fluminense é de R\$ 282,05/MWh

A Aneel revisou o valor do Custo Variável Unitário da UTE Norte Fluminense (RJ - 826,7 MW) para R\$ 282,05/MWh. O montante deverá ser aplicado pelo Operador Nacional do Sistema a partir da primeira revisão do Programa Mensal de julho. A CCEE, por sua vez, deverá utilizar o novo valor para contabilização da geração registrada na usina a partir de 1º de julho de 2015. A UTE Norte Fluminense é operada em ciclo combinado pelo grupo EDF. As informações foram publicadas no Diário Oficial da União da última quarta-feira, 22 de julho. (Agência CanalEnergia - 23.07.2015)

UTE Guarani Tanabi 2 entra em operação comercial

A Aneel autorizou na última quarta-feira, 22 de julho, o início da operação comercial da turbina de nº 1 da UTE Guarani Tanabi 2, localizada em São Paulo. A unidade soma 34 MW de potência. Também para funcionamento comercial, a Aneel aprovou uma turbina (UG4 - 7,3 MW) da PCH Tamboril, em Goiás. Já para operação em fase de testes, a Agência liberou a unidade geradora UG1 da UTE Floraplac, no Pará. A turbina alcança 20 MW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia - 23.07.2015)

Aneel define CVU da UTE Fortaleza em R\$ 139,88

A Aneel fixou o Custo Variável Unitário da UTE Fortaleza, no Ceará, em R\$ 139,88/MWh. De acordo com a Aneel, o novo valor é relativo ao mês de agosto de 2015 e depende da contabilização por parte da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica que, junto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico, deverá aplicar o montante a partir do Programa Mensal de Operação do mês citado. As informações foram publicadas no Diário Oficial da União desta segunda-feira, 3 de agosto. (Agência CanalEnergia - 03.08.2015)

UTE Da Mata tem turbina liberada para operação comercial

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou na última sexta-feira, 31 de julho, o início da operação comercial da turbina 2 (30 MW) da UTE Da Mata,

localizada em São Paulo. Já para operação em fase de testes a Agência aprovou o funcionamento de quatro turbinas (UG1 a UG4) da UTE São João, em São Paulo. As unidades possuem 12 MW de capacidade instalada total. Ainda para operação em teste, foram liberadas diversas turbinas das eólicas Caetité A, B e C, localizadas na Bahia. A primeira usina recebeu a liberação de quatorze unidades, que somam 23,8 MW de potência. A segunda eólica teve treze unidades aprovadas pela Aneel, que chegam a 22,1 MW de capacidade instalada. Já a terceira usina está autorizada a operar cinco turbinas, com potência total de 8,5 MW. (Agência CanalEnergia - 03.08.2015)

UTE Eldorado tem turbina liberada para operação comercial no MS

A Agência Nacional de Energia Elétrica autorizou nesta segunda-feira, 10 de agosto, o início da operação comercial da turbina de nº 5 da UTE Eldorado, em Mato Grosso do Sul. A unidade soma 58 MW de capacidade instalada. A Aneel aprovou ainda o funcionamento comercial da unidade geradora (UG1 - 0,9 MW) da CGH Benedito Alto, localizada em Santa Catarina. (Agência CanalEnergia - 10.08.2015)

UTE Fernando Gasparian tem CVU fixado em R\$ 446,54/MWh

A Agência Nacional de Energia Elétrica definiu na última quinta-feira, 13 de agosto, o Custo Variável Unitário da UTE Fernando Gasparian (SP-386 MW), de propriedade da Petrobras, em R\$ 446,54/MWh. O valor é referente a julho de 2015. De acordo com a Aneel, o montante deverá ser aplicado pelo Operador Nacional do Sistema e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica apenas no mês de julho, com ambas as partes devendo, a partir do mês citado, utilizar os valores de CVUs fixados no despacho nº 1894, de 18 de junho de 2014. (Agência CanalEnergia - 14.08.2015)

Aneel revisa CVU da UTE Norte Fluminense para R\$ 270,84/MWh

A Aneel revisou o montante do CVU da UTE Norte Fluminense (RJ - 826,7 MW) para R\$ 270,84/MWh. O valor deverá ser aplicado pelo Operador Nacional do Sistema a partir da primeira revisão do Programa Mensal de agosto. Caberá a CCEE, por sua vez, utilizar o novo valor para contabilizar a geração registrada na usina a partir de 1º de agosto de 2015. As informações foram publicadas em despacho do "DOU" da última sexta-feira, 14 de agosto. (Agência CanalEnergia - 17.08.2015)

Mudanças na política de conteúdo local são descartadas

Ao descartar ontem mudanças nas regras de conteúdo local para a indústria de petróleo, o secretário de petróleo, gás natural e combustíveis renováveis do MME, Marco Antonio Almeida, frustrou representantes das petroleiras que participavam do seminário sobre a matriz e segurança energética na FGV. Ao dizer que os fornecedores nacionais terão proteção por pouco tempo, sem prever prazos, o secretário justificou a regra dizendo que a indústria precisa de um prazo para que tenha uma curva de aprendizado. As declarações foram um balde de água fria no IBP. O secretário admitiu ser um problema o fato de as grandes empresas brasileiras estarem com dificuldade de obter financiamentos para sustentar seus negócios devido ao crédito limitado. Resumindo a atual situação da indústria, que responde por 13% do PIB do Brasil, Jorge Camargo, presidente do IBP, disse que ela está atualmente diante de três desafios para enfrentar o colapso dos preços do petróleo, que ele chamou de "momento de choque". A indústria mundial de petróleo encontra no Brasil "a pior crise de todos os tempos, com a crise de fora se chocando com a de dentro". Para enfrentar esse panorama, defendeu a necessidade de aumento da competitividade, que dividiu entre os modelos exploratório e regulatório. (Valor Econômico - 18.08.2015)

MME e Fazenda criam GT para avaliar desinvestimentos da Petrobras

Os MME e da Fazenda publicaram no dia 24 de agosto, portaria conjunta instituindo Grupo de Trabalho para avaliar os impactos do programa de desinvestimentos da Petrobras em atividades com características de monopólio natural. O GT deverá concluir seus trabalhos em 60 dias e apresentar relatório aos ministérios. O grupo será formado por dois representantes do MME, dois do ministério da Fazenda e dois representantes da ANP. A coordenação será feita pelo MME e a relatoria será do representante da Fazenda. (Agência CanalEnergia - 24.08.2015)

Combustível de UTEs será descontado próximo à interligação de RR ao SIN

A Eletrobras foi autorizada a descontar o volume de combustível referente à tancagem inicial das usinas Monte Cristo e Novo Paraíso, em Roraima, no último mês de operação das duas termelétricas. Elas deverão ser desativadas com a integração elétrica do estado ao Sistema Interligado Nacional, prevista para agosto de 2017. O desconto em favor da CCC é feito a partir da energia gerada pelos empreendimentos. Gestora da CCC, a estatal já havia sido autorizada pela Aneel a repassar R\$ 23 mi diretamente à BR Distribuidora pelo suprimento de combustível para a tancagem inicial dos empreendimentos. Monte Cristo e Novo Paraíso foram instaladas com o objetivo de garantir o abastecimento de energia pela Eletrobras Roraima, em razão das dificuldades de importação de energia da Venezuela. Na mesma decisão, a Aneel havia determinado o desconto do

montante referente ao combustível proporcionalmente à geração das usinas, mas a distribuidora recorreu alegando dificuldade de carregamento do custo financeiro. (Agência CanalEnergia - 25.08.2015)

UTE Termo Norte II tem CVU fixado em R\$ 761,74/MWh

A Aneel estabeleceu o montante do Custo Variável Unitário da UTE Termo Norte II (RO - 426,5 MW) para R\$ 761,74/MWh. O valor é referente ao processo de contabilização do mês de julho de 2015, que deverá ser aplicado pela CCEE. As informações foram publicadas em despacho do Diário Oficial da União da última quinta-feira, 27 de agosto. (Agência CanalEnergia - 28.08.2015)

Térmica no MS recebe aval para operação comercial de turbina

A Aneel autorizou o início da operação comercial da turbina de nº 6 da UTE Eldorado, localizada no município de Rio Brillhante, no Mato Grosso do Sul. A unidade possui 58 MW de potência. As informações foram publicadas em despacho do Diário Oficial da União desta sexta-feira, 28 de agosto. (Agência CanalEnergia - 31.08.2015)

Térmica no RS recebe aval para operação de turbinas em fase de testes

A Aneel aprovou nesta terça-feira, 8 de setembro, o início da operação em fase de testes de uma turbina (UG1 - 5,8 MW) da UTE PCT SLC Alimentos, no Rio Grande do Sul. Já para operação comercial, a Aneel liberou o funcionamento de duas unidades fotovoltaicas (UG1 e UG2) da UFV Fontes Solar II, em Pernambuco. Somadas, as unidades atingem 5 MW de potência. Miloud Hassene, advisor international da CSE para o Brasil. (Agência CanalEnergia - 08.09.2015)

Eletronorte vai receber R\$ 7,7 milhões por geração da UTE Santarém

A Aneel autorizou de agosto de 2015 até fevereiro de 2016 o ressarcimento financeiro mensal para a Eletronorte para cobertura de custos com fixo referentes à disponibilização da geração da termelétrica Santarém. O ressarcimento virá a partir da contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Em agosto, o valor é de R\$ 1,14 mi; em setembro, de R\$ 1,10 mi, em outubro, de R\$ 1,14 mi e em novembro, de R\$ 1,10 mi. Já em dezembro e janeiro de 2016, o ressarcimento fica em R\$ 1,14 mi cada um e em fevereiro ele será de R\$ 1 mi. A CCEE deverá efetuar o ressarcimento por meio do Encargo de Serviços do Sistema a ser alocado no submercado Norte. (Agência CanalEnergia - 10.09.2015)

Aneel revisa CVU da UTE Norte Fluminense 4

A Aneel revisou o CVU da termelétrica Norte Fluminense 4 para R\$ 249,90 por MWh. O valor será aplicado pelo ONS a partir da primeira revisão do PMO. Fica a CCEE autorizada a utilizar o novo CVU para fins de contabilização da geração verificada da usina a partir de 1º de setembro de 2015. A informação consta publicada no Diário Oficial da União da última sexta-feira, 18 de setembro. (Agência CanalEnergia - 21.09.0215)

Aneel define CVU da UTE Termo Norte II em R\$ 784,47/MWh

A Agência Nacional de Energia Elétrica fixou o valor do Custo Variável Unitário da UTE Termo Norte II (RO - 426,5 MW) em R\$ 784,47/MWh. O montante é relativo ao processo de contabilização do mês de agosto de 2015, com sua aplicação ficando a cargo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O despacho com a definição do CVU foi publicado no Diário Oficial da União desta quinta-feira, 24 de setembro. (Agência CanalEnergia - 24.09.2015)

Projetos de gás natural são enquadrados como prioritários pelo MME

O MME enquadrou como prioritário o projeto de investimento na área de infraestrutura de petróleo e gás natural da Petrobras. O programa de exploração e desenvolvimento da produção dos campos da companhia está inserido na bacia sedimentar de Santos, na plataforma marítima continental, localizada no litoral dos estados de São Paulo e Rio de Janeiro. O Ministério também classificou como prioritário o projeto de investimento em serviços locais de gás canalizado da Comgás, em São Paulo. O programa de expansão e suporte à infraestrutura de distribuição de gás natural deverá ser fiscalizado pela Arsesp, cabendo à ela informar ao MME a ocorrência de situações que evidenciem a não implementação do projeto aprovado. O prazo previsto para entrada em operação comercial do programa é dia 30 de dezembro de 2017. A partir do enquadramento por parte do Ministério, ambos os projetos poderão emitir debêntures de infraestrutura. (Agência CanalEnergia - 01.10.2015)

Térmica Piratini tem unidade liberada para operação comercial

A Aneel liberou na última quarta-feira, 30 de setembro, o início da operação comercial da unidade geradora nº 1 (10 MW) da UTE Piratini, no Rio Grande do Sul. Já para funcionamento em teste, a Aneel aprovou uma turbina (UG3 - 40 MW) da UTE Fartura, localizada em São Paulo. Ainda para operação em teste, a Agência autorizou as unidades de nº 1 e 2 da PCH Spessatto, em Santa Catarina. As turbinas totalizam 2,3 MW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia - 01.10.2015)

Aneel aprova CVU de R\$ 880,09/MWh para termelétrica Salto

A Aneel aprovou CVU de R\$ 888,09/MWh para a termelétrica Salto, que será instalada pela Compass Comercializadora de Energia Elétrica Ltda. no interior de São Paulo. A usina do tipo merchant é a primeira de um grupo de oito empreendimentos a gás natural que a empresa pretende explorar nos municípios de Botucatu/SP (UTE Botucatu), Salto/SP (UTE Salto e UTE Porto Góes), Sorocaba (UTE Sorocaba I e UTE Sorocaba II), João Pessoa/PB (UTE João Pessoa), Macaíba/RN (UTE Macaíba) e Votorantim/SP (UTE Raposo Tavares). Sete deles terão potência de 10 MW e o último de 5,6 MW. A Compass solicitou à Aneel a definição dos CVUs de todos os empreendimentos, mas, como apenas a UTE Salto teve a outorga emitida até o momento, não foi possível aprovar o custo das outras térmicas. “A deliberação sobre os CVUs das demais usinas ficará para momento oportuno, quando suas outorgas estiverem regularizadas”, explicou em seu voto o relator do processo na Aneel, José Jurhosa. O CVU do empreendimento terá validade de 16 meses, dos quais 12 meses serão de operação efetiva e quatro correspondentes ao período de implantação do empreendimento. Ele será aplicado no Programa Mensal de Operação do ONS de outubro de 2015 a dezembro de 2016. A térmica Salto ficará localizada em área industrial, onde vai compartilhar terreno, combustível e conexão com a indústria. (Agência CanalEnergia – 08.10.2015)

Compass não poderá formar lastro para a comercialização de energia da UTE Salto

Usinas merchant operam sem contrato de venda de energia e são remuneradas apenas quando acionadas pelo ONS por mérito ou fora da ordem de mérito de custo. Como elas não têm receita fixa, tanto os custos fixos quanto os variáveis são recuperados pela CVU, quando o empreendimento gera energia. Por causa disso, a Compass não poderá formar lastro para a comercialização de energia da UTE Salto, já que os custos fixos estão embutidos no valor que será pago se houver acionamento da usina. Caso decida optar pela formação de lastro, o CVU terá de ser recalculado para excluir os custos fixos. A Compass propôs reduzir a remuneração após o primeiro ano de operação da usina, o que pode resultar em CVU menor. O contrato de aluguel das unidades geradoras e da infraestrutura da térmica tem duração de 12 meses, e o valor poderá ser recalculado na renovação desse contrato. A Aneel vai estudar a possibilidade de que o CVU aprovado para as usinas merchant seja estabelecido como um valor máximo, que poderá ser reduzido durante sua vigência, dependendo das circunstâncias. A regra pode ser aplicada aos demais empreendimentos da comercializadora. (Agência CanalEnergia – 08.10.2015)

Térmica William Arjona, da Tractebel, tem CVUs definido pela Aneel

A Aneel revisou na última sexta-feira, 9 de outubro, a pedido da Tractebel, os Custos Variáveis Unitários da UTE William Arjona, localizada em Campo Grande (MS). A usina possui capacidade instalada de 190 MW. Os montantes se referem ao processo de contabilização dos meses de agosto (R\$ 285,93/MWh), setembro (R\$ 309,54/MWh) e outubro (R\$ 297,27/MWh). A aplicação dos valores ficará a cargo da CCEE. O montante estabelecido para outubro será utilizado pelo ONS a partir da revisão do PMO. (Agência CanalEnergia - 13.10.2015)

Térmica Fernando Gasparian tem CVU fixado em R\$ 413,13/MWh

A Aneel estabeleceu nesta terça-feira, 13 de outubro, a pedido da Petrobras, o Custo Variável Unitário da UTE Fernando Gasparian (SP-386 MW) em R\$ 413,13/MWh. O montante é referente ao processo de contabilização registrado no mês de setembro de 2015. A Aneel fixou ainda o CVU da UTE Norte Fluminense (RJ-869 MW) em R\$ 276,90/MWh, relativo ao mês de outubro, que será aplicado pelo NOS a partir da primeira revisão do PMO. (Agência CanalEnergia - 13.10.2015)

Aneel define CVU da térmica Santarém em R\$ 749,22/MWh

A Aneel estabeleceu nesta quarta-feira, 14 de outubro, o Custo Variável Unitário da UTE Santarém (PA-10 MW) em R\$ 749,22/MWh. O montante será utilizado pela CCEE para fins de ressarcimento dos custos variáveis à Eletronorte no processo de contabilização do mês de setembro. (Agência CanalEnergia - 14.10.2015)

Diferença no preço do gás gera ressarcimento de R\$ 3,9 mi para UTE Uruguaiana

A Aneel autorizou nesta quarta-feira, 14 de outubro, o ressarcimento de R\$ 3.914.953,56 para a UTE Uruguaiana. O ressarcimento virá por meio do Encargo de Serviço do Sistema, no processo de contabilização do mês de setembro de 2015 na CCEE. O montante é referente às diferenças entre os valores pagos para a parcela combustível à usina e os valores repassados à Sulgás na operação da UTE Uruguaiana entre os meses de fevereiro e maio de 2015. (Agência CanalEnergia - 14.10.2015)

Aneel libera turbina da UTE Vista Alegre para operação em teste

A Aneel autorizou na última quinta-feira, 15 de outubro, o início do funcionamento em teste de uma unidade geradora (UG2) da UTE Vista Alegre, em São Paulo. A turbina possui 25 MW de potência. A Aneel aprovou ainda a operação em teste das usinas eólicas Verace 24 (UG1 a UG11 - 19,6 MW); Verace

25 (UG1 a UG4 - 7,1 MW); Verace 26 (UG1 a UG8 - 14,3 MW); Verace 27 (UG1 a UG9 - 16,1 MW); Verace 28 (UG1 a UG7 - 12,5 MW); Verace 29 (UG1 a UG10 - 17,9 MW); Verace 30 (UG1 a UG10 - 17,9 MW); Verace 31 (UG1 a UG5 - 8,9 MW) e Verace 35 (UG1 a UG7 - 12,5 MW). As usinas ficam localizadas no Rio Grande do Sul. (Agência CanalEnergia - 16.10.2015)

Aneel aprova valores do custo fixo ajustado de térmicas no Amazonas

A Aneel aprovou nesta segunda-feira, 19 de outubro, os valores de custo fixo ajustado de termelétricas no Amazonas. Para a UTE Flores, o valor ficou em R\$ 1.626.656,72 e para a UTE São José, em R\$ 1.163.961,45. A usina Iranduba e o bloco IV da UTE Mauá tiveram fixado os valores de R\$ 701.198,80 e de R\$ 251.489,37, respectivamente. O custo das térmicas Aparecida, Electron e Mauá (bloco I) foi zero. Os montantes são relativos ao mês de setembro e foram autorizados de maneira provisória pela Aneel. Caberá à CCEE efetuar o ressarcimento à Eletrobras Amazonas Energia dos custos mencionados, por meio de ESS, tendo como critério o rateio entre os agentes pagadores semelhante ao executado no ESS por restrição de operação no âmbito do SIN. (Agência CanalEnergia - 19.10.2015)

CVU da UTE Termo Norte II é fixado em R\$ 800,39/MWh

A Aneel definiu o Custo Variável Unitário da UTE Termo Norte II (RO - 425,6 MW), em R\$ 800,39/MWh. O montante é relativo ao processo de contabilização registrado no mês de setembro de 2015, com sua aplicação ficando a cargo da CCEE. As informações foram publicadas em despacho do Diário Oficial da União da última terça-feira, 20 de outubro. (Agência CanalEnergia - 21.10.2015)

Térmica em SP é autorizada a iniciar operação comercial de turbinas

A Aneel aprovou nesta quinta-feira, 22 de outubro, o início da operação comercial da unidade geradora nº 3 da UTE Fartura, em SP. A turbina possui um total de 40 MW de potência. Já no RS, a Aneel liberou o funcionamento de dez unidades (UG1 a UG10) da EOL Chuí 9. As turbinas somam 17,9 MW de capacidade instalada. A Agência autorizou ainda a operação em fase de testes de quinze unidades geradoras (UG1 a UG15 - 30 MW) da EOL Dois Riachos, na Bahia. (Agência CanalEnergia - 23.10.2015)

Aneel autoriza funcionamento em teste de unidades da UTE Oiapoque COEN

A Aneel aprovou o início da operação em fase de testes de dez unidades geradoras (UG1 a UG10) da UTE Oiapoque COEN, localizada no Amapá. As turbinas totalizam 12,8 MW de capacidade instalada. Outra usina que recebeu

liberação de unidade por parte da Aneel foi a eólica Baraúnas I, na Bahia. A turbina classificada é a de nº 11, que alcança 2,3 MW de potência. Ainda foram autorizadas pela agência, para funcionamento comercial, duas unidades geradoras (UG1 e UG2 - 1 MW) da CGH Das Pedras Videira, em Santa Catarina. A Aneel também deu o aval para a CGH Arroio dos Cachorros, em Santa Catarina, operar de forma comercial as turbinas de nº 1 e 2, que somam 1 MW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia - 26.10.2015)

Aneel libera operação comercial de 50 MW em térmica da Petrobras

A Aneel liberou na última terça-feira, 27 de outubro, o início da operação comercial das unidades geradoras UG1 da UTE U-50, de propriedade da Petrobras. A turbina tem 50 MW de capacidade e a usina fica na cidade de Ipojuca (PE). A Aneel também autorizou o início da operação em teste das unidades UG1 a UG15 da EOL Ventos de Campo Formoso I, que totalizam 30 MW e da EOL Ventos do Sertão, que também somam 30 MW. As duas eólicas ficam no estado da Bahia e só poderão começar a operação comercial após o término dessa fase de teste. (Agência CanalEnergia - 28.10.2015)

Governo admite mudar regra de conteúdo local do setor de óleo e gás

Um dos maiores pleitos da indústria petrolífera, a necessidade de ajustes na política de conteúdo local voltou à pauta do governo. Em meio ao insucesso da 13ª rodada, este mês, o MME informou ontem que estuda aprimorar a política de nacionalização de bens e serviços do setor de óleo e gás. A proposta é ampliar o conceito de conteúdo local, de forma a reconhecer não só a aquisição de bens e serviços nacionais, mas também os investimentos e papel das operadoras no desenvolvimento da cadeia fornecedora. O ministério esclareceu que a proposta em estudo permitirá computar, para fins de conteúdo local, a engenharia e tecnologias desenvolvidas localmente, assim como iniciativas com elevado potencial de geração de empregos qualificados. Em nota, o ministério reconheceu que, ao longo do tempo, algumas petroleiras realizaram iniciativas positivas para a indústria brasileira, mas que não são conceituadas na regulamentação atual. "A medida permitirá que tais benefícios passem a ser mensurados e reconhecidos no cumprimento de metas", diz a nota. A notícia repercutiu durante a OTC Brasil, evento que acontece no Rio de Janeiro esta semana. A diretora-geral da ANP, Magda Chambriard, preferiu não se antecipar ao ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, e não detalhou as mudanças avaliadas, mas confirmou que o governo prepara o aperfeiçoamento das regras. O objetivo, segundo ela, é que a nacionalização de bens e serviços dê um passo a frente na direção do fornecimento de produtos de classe mundial. (Valor Econômico - 28.10.2015)

Térmica Sykué I tem CVU definido em R\$ 510,12/MWh

A Aneel estabeleceu o CVU da UTE Sykué I (BA - 30 MW) em R\$ 510,12/MWh. O valor será aplicado pelo ONS a partir de 1º de novembro de 2015. As informações referentes ao CVU da usina foram publicadas no Diário Oficial da União da última sexta-feira, 30 de outubro. (Agência Canal Energia – 03.11.2015)

Térmica Salto tem CVU definido pela Aneel em R\$ 888,09/MWh

A Aneel estabeleceu na última segunda-feira, 9 de novembro, o CVU da termelétrica Salto em R\$ 888,09/MWh. A usina fica instalada no interior de SP pela Compass Comercializadora de Energia Ltda. O montante é referente ao período de outubro de 2015 a dezembro de 2016, com a aplicação do valor no PMO ficando a cargo do ONS Elétrico. (Agência CanalEnergia – 10.11.2015)

Dívidas por indisponibilidade de térmicas da Eneva serão recalculadas

A Aneel determinou o recálculo dos ressarcimentos devidos pelas usinas térmicas Parnaíba I (676 MW), Parnaíba III (176 MW) e Pecém II (365 MW), da Eneva, por indisponibilidade, desde o início de operação até julho de 2014. Será utilizada uma metodologia com média móvel de 60 meses da disponibilidade efetiva, de acordo com comunicado ao mercado divulgado pela Eneva nesta quarta-feira (11/11). Além disso, a diferença verificada entre os valores calculados por esta metodologia e aqueles já pagos será ressarcida às usinas, segundo a holding, antiga MPX, que se encontra em processo de recuperação judicial. O recálculo será realizado pela CCEE. Desde agosto de 2014, as usinas Parnaíba I, Parnaíba III e Pecém II passaram a reconhecer indisponibilidade seguindo os termos da decisão judicial da 7ª Vara Federal do Distrito Federal, que determinou a apuração com base na regra da média móvel de 60 meses, tal como previsto nos CCEARs do mercado regulado. (Agência Brasil Energia – 11.11.2015)

Térmicas Bandeirantes e Vista Alegre iniciam operação comercial de turbinas

A Aneel autorizou na última terça-feira, 10 de novembro, o início da operação comercial de cinco turbinas (UG1 a UG5) da UTE Bandeirantes, em SP. Somadas, as unidades geradoras chegam a 4,6 MW de capacidade instalada. Ainda em SP, a Aneel aprovou o funcionamento comercial da unidade nº 2 da térmica Vista Alegre. A turbina é capaz de atingir 25 MW de potência. Já na BA, a Agência liberou a operação de duas unidades geradoras (UG5 e UG6 - 4,7 MW) da EOL Mussambê. Outra que conseguiu dar início ao funcionamento de turbinas foi a CGH Rio das Pacas-SC, que passa a operar a unidade nº 1, com 136 kW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia – 11.11.2015)

Térmicas no AM têm valores do custo fixo ajustado aprovados pela Aneel

A Aneel autorizou nesta segunda-feira, 23 de novembro, os valores de custo fixo ajustado de seis usinas termelétricas no estado do AM. O maior montante, de R\$ 1.089.647,88, foi aprovado para a UTE Flores. Para a UTE São José, o valor chegou a R\$ 797.009,30. A usina Iranduba e o bloco IV da UTE Mauá registraram montantes definidos em R\$ 558.765,03 e R\$ 121.471,81, respectivamente. O custo das térmicas Aparecida e o bloco I da UTE Mauá foi zero. Os valores dizem respeito ao mês de outubro e foram aprovados de forma temporária pela Aneel. Ficará a cargo da CCEE efetuar o ressarcimento à Eletrobras Amazonas Energia dos custos informados, por meio de Encargos de Serviços de Sistema, utilizando com critério o rateio entre os agentes pagadores semelhante ao executado no ESS por restrição de operação no âmbito do SIN. (Agência CanalEnergia – 23.11.2015)

Térmica Porto das Águas é enquadrada no Reidi

O MME autorizou nesta segunda-feira, 23 de novembro, o enquadramento ao Reidi da UTE Porto das Águas, GO. O empreendimento vai receber a construção de duas unidades geradoras, que totalizam 90 MW de potência. O período de execução das obras teve início em 1º de novembro de 2014, e vai até 1º de fevereiro de 2016. O investimento aplicado no projeto chegou a R\$ 154,9 mi, sem a incidência de impostos. (Agência CanalEnergia – 23.11.2015)

Térmica Oiapoque COEN recebe aval para funcionamento comercial de turbinas

A Aneel autorizou na última quinta-feira, 26 de novembro, o início da operação comercial de dez turbinas da UTE Oiapoque COEN, localizada no Amapá. Somadas, as unidades geradoras chegam a 12,8 MW de capacidade instalada. Já no RS, a Aneel aprovou o funcionamento comercial de unidades das eólicas Verace 24 (UG1 a UG11 - 19,6 MW); 25 (UG1 a UG4 - 7,1 MW); 26 (UG1 a UG8 - 14,3 MW) e 27 (UG1 a UG9 - 16,1 MW). (Agência CanalEnergia – 27.11.2015)

Abiogás entrega proposta de programa nacional ao MME

Com potencial nacional estimado na casa de 100 milhões de m³, o biogás, em suas diversas formas de extração e destinação, ainda não teve o merecido reconhecimento no planejamento energético do governo federal. Para tentar resolver essa lacuna, a Abiogás trabalhou ao longo de 2015 para poder oferecer ao MME um plano mínimo de aproveitamento do energético. Validada pelos integrantes da entidade, a versão final do documento, denominado Proposta de Programa Nacional de Biogás e do Biometano (PNBB), será encaminhada a Brasília oficialmente no dia 3 de dezembro, mas um exemplar já está de posse do

diretor do Departamento de Combustíveis Renováveis da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis do MME, Ricardo Donelles. A entrega foi feita pelo presidente da Abiogás, Cícero Bley. A ideia é passar às autoridades os elementos conceituais e informativos necessários para dotar o país de uma política pública específica para o biogás e o biometano. Logo na apresentação, a Abiogás deixa claro que não almeja “nenhuma excepcionalidade”, mas pretende tornar a fonte segura e atrativa para potenciais produtores e investidores. Entre as principais diretrizes, tem destaque a meta de reduzir a necessidade de importação de óleo diesel, GLP e gás natural na matriz energética. “É uma pauta mínima de discussão do ponto de vista, fiscal, legal, tributário e também quanto ao planejamento formas de financiamento para o plano”, explicou o vice-presidente executivo da associação, Alessandro Gardemann. Segundo ele, a expectativa é que o MME acolha a proposta e siga adiante com a formação de um comitê gestor para implementação das sugestões. Também está na agenda um intercâmbio de informações com outras entidades representativas do setor. (Agência Brasil Energia – 02.12.2015)

Térmica Iacanga recebe liberação para operação em teste de unidade

A Agência Nacional de Energia Elétrica autorizou o início da operação em fase de testes da unidade geradora de nº 4 da térmica Iacanga, localizada em São Paulo. A potência instalada da turbina é de 18 MW. A informação foi publicada no Diário Oficial da União da última quarta-feira, 2 de dezembro. (Agência CanalEnergia 03.12.2015)

ANP regulamenta construção de plantas GNL no país

A ANP publicou, no dia 3 de dezembro, a regulamentação para construção de plantas de GNL no país. A publicação do Diário Oficial da União contempla dutos e instalações auxiliares; terminais terrestres e aquaviários; terminais de GNL, unidades de liquefação de gás natural e unidades de regaseificação de GNL; e instalações e dutos de E&P não previstos no Plano de Desenvolvimento. A Resolução nº52 regulamenta ainda a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo e derivados, gás natural, biocombustíveis e demais produtos regulados pela agência. A prestação de serviço de escoamento de petróleo e gás natural poderá ser contratado por concessionárias. Antes do novo regulamento, as concessionárias eram responsáveis pela construção e operação dessas instalações. As empresas que já possuem a Autorização de Construção (AC) para as instalações previstas na publicação deverão cumprir os novos dispositivos referentes à outorga de Autorização de Operação (AO). Dentre os documentos exigidos pela ANP está o atestado de conformidade do projeto às normas técnicas pertinentes. (Agência Brasil Energia – 03.12.2015)

Aneel reconhece dificuldades na UTE Araucária, mas nega aumento no CVU

Embora tenha negado o pedido feito pela usina de Araucária para incorporação aos custos fixos para o despacho da UTE a partir de 1º de fevereiro de 2016, a Aneel vai encaminhar para o MME um relatório com a situação do empreendimento. A termelétrica a gás fica localizada na cidade de Araucária, no Paraná. A UEGA alegava que a usina tem sido bastante demandada pelo ONS, com um tempo médio de despacho de oito meses e meio por ano. Como ela não tem contratos bilaterais de longos e médios prazos para recuperar os seus custos, ela vem pedindo ao órgão regulador incorporação dos custos fixos. Na reunião, a diretoria reconheceu os altos custos da usina, que ela não é competitiva e que estava em situação financeira crítica. A UEGA também colocou como fator para justificar a revisão dos custos a estimativa que ela só será menos demandada após a operação na plenitude das usinas de Belo Monte, Santo Antônio e Jirau. (Agência CanalEnergia - 09.12.2015)

TCU investiga termelétricas contratadas por senador no governo FHC

O ministro Benjamin Zymler, do Tribunal de Contas da União (TCU), mandou abrir ontem uma investigação sobre a compra de turbinas a gás para usinas termelétricas, autorizada pelo senador Delcídio Amaral (PT-MS) quando era diretor da Petrobrás no governo de Fernando Henrique Cardoso (1995-2002). Na época, o congressista era filiado ao PSDB e chefiava a área de Gás e Energia da estatal. Os equipamentos foram adquiridos da multinacional francesa Alstom. Em depoimentos de delação premiada, o ex-diretor da Petrobrás Paulo Roberto Costa afirmou que Delcídio recebeu propina da empresa no período em que era diretor (1999-2001). (O Estado de São Paulo - 11.12.2015)

CVU da UTE Norte Fluminense 4 será de R\$ 279,71/MWh

A Agência Nacional de Energia Elétrica aceitou o pedido feito pela UTE Norte Fluminense 4 e alterou o Custo Variável Unitário para R\$ 279,71/ MWh. O valor deverá ser adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico a partir da primeira revisão do Programa Mensal de Operação após o despacho. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica deverá usar o valor na contabilização da geração a partir de 1º de novembro de 2015. (Agência CanalEnergia - 14.12.2015)

Preço do gás para reembolso da CCC será de R\$ 11,48 por milhão de BTU

A Aneel vai publicar resolução fixando em R\$ 11,48 por milhão de BTU o valor do preço regulatório do gás natural em Manaus. O combustível é contratado pela Eletrobras Amazonas Energia (AM), para fins de reembolso pela Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis. O tema estava em audiência pública. A

Petrobras produz o insumo, que é transportado pela TAG, distribuído pela Cigás e consumido pela Amazonas Energia. O valor foi calculado pela ANP. A Petrobras pedia que o processo fosse retirado de pauta, uma vez que há um recurso interposto pela TAG no âmbito da ANP, pedindo reavaliação do valor. De acordo com a Petrobras, o ônus para a Amazonas Energia seria de cerca de R\$ 73 mi por mês, o que agravaria a sua situação financeira. O fluxo de caixa do contrato de suprimento não suportaria a exposição ao risco dessa quantia da Amazonas Energia. A Petrobras ressaltou ainda que há uma dívida não pactuada de R\$ 1 bi dela com a petrolífera apenas com gás natural. O diretor relator do voto, Reive Barros, lembrou que a ANP tinha competência para definir o valor e que caso houvesse alguma alteração ao devido ao recurso, ela o faria. Ele destacou que o tema era antigo e que não aceitaria novo pedido de retirada de pauta ou adiamento. "Não podíamos passar 2015 sem o preço", explicou. O preço deverá ser aplicado desde o início do contrato e a Eletrobras deverá fazer o recálculo dos valores em prazo a ser fixado pela Aneel. (Agência CanalEnergia – 15.12.2015)

Aneel aprova CVU de R\$ 775,33/MWh para UTE Santarém

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou a aplicação do CVU de R\$ 775,33/MWh para a energia da UTE Santarém (18.750 MW), para fins de ressarcimento dos custos variáveis da Eletronorte no processo de contabilização de novembro de 2015, pela disponibilização da geração na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. A agência também aprovou a aplicação do CVU de R\$ 866,41/MWh para a UTE Termo Norte II (426,5 MW), no processo de contabilização de novembro de 2015, para pagamento dos custos incorridos com a geração da usina, a serem ressarcidos via Encargo de Serviço de Sistema. As informações estão no Diário Oficial da União da última terça-feira, 15 de dezembro. (Agência CanalEnergia – 16.12.2015)

Petrobras pode interromper fornecimento de gás para térmica em Cuiabá

O fornecimento de gás natural à termelétrica Mário Covas, em Cuiabá (MT), pode ser interrompido a partir desta segunda-feira (21), caso a Petrobras e a Empresa Produtora de Energia (EPE), companhia adquirida este ano pela J&F e que é proprietária da usina, não cheguem a um novo acordo de suprimento à térmica. As duas empresas travam uma disputa no Cade sobre o assunto. A EPE e a Gasocidente Mato Grosso – que opera o gasoduto que traz o gás boliviano para a usina – alegam que a estatal brasileira estaria se recusando, numa conduta anticoncorrencial, a fechar um novo contrato de fornecimento e solicitaram este mês ao Cade uma medida preventiva para “obrigar a Petrobras a fornecer gás natural boliviano, em condições não discriminatórias e competitivas”, em

substituição ao contrato de curto prazo assinado entre as partes e que vence neste domingo (20). Embora seja proprietária da usina, a EPE depende da Petrobras para operá-la, já que o contrato de fornecimento de gás é detido pela estatal – que tem contrato de locação da térmica até fevereiro de 2016. A J&F já sinalizou a intenção de não prorrogar o prazo do contrato de locação, passando a termelétrica a ser operada novamente pela EPE a partir de março de 2016, e solicitou, então, que a estatal brasileira cedesse onerosamente o contrato de fornecimento de gás assinado com a boliviana YPFB ou revendesse o insumo para a EPE. As duas partes vêm negociando ao longo dos últimos meses a condição de um contrato de suprimento, mas vêm esbarrando nas condições contratuais. A Petrobras alega em documento apresentado ao Cade na semana passada, que está “inteiramente à disposição para celebrar novo contato”, mas que a EPE quer fechar um contrato com condições comerciais atreladas ao custo do gás boliviano, “quando o custo marginal de atendimento ao mercado brasileiro atualmente tem como base o custo de importação de GNL, o que implicaria em inadmissível e ilegal subsídio lesivo à Petrobras em prol da maximização dos benefícios privados da EPE”. Durante as conversas, a EPE chegou a propor que uma operação de swap (troca) de gás, mediante a qual a Petrobras entregaria à EPE o gás que adquire da Bolívia e a EPE entregaria à Petrobras gás regaseificado no terminal da Baía de Guanabara. A estatal, na ocasião, contudo, argumentou, segundo documentos apresentados pela EPE, que não via, no momento, o swap “como uma solução adequada”. (Valor Econômico – 20.12.2015)

Comgás emite R\$ 591,89 milhões em debêntures

A Comgás emitiu R\$ 591,89 mi em debêntures de infraestrutura, sendo R\$ 500 mii em papéis suplementares e R\$ 91,89 mi em adicionais, de acordo com comunicado ao mercado divulgado na semana passada. A operação representa a quarta emissão de debêntures da distribuidora. Os recursos líquidos obtidos com as debêntures serão utilizados no financiamento de projetos de investimento da Comgás, sendo 70% para o plano de expansão da rede de distribuição de gás natural da companhia em São Paulo, 29% para o plano de suporte e 1% para os projetos de tecnologia da informação. Os papéis terão valor nominal unitário de R\$ 1.000,00 e não serão conversíveis em ações. Além disso, o processo de emissão será realizado em três séries, seguindo o regime de garantia firme de colocação, segundo a Comgás. O prazo de vencimento das debêntures será de cinco anos para as de primeira série, sete anos para as de segunda série e dez anos para aquelas de terceira série, contados a partir da data de emissão, de 15 de dezembro de 2015. A coleta de intenção de investimentos foi realizada na sexta-feira passada (11/12) e o anúncio de encerramento foi agendado para a última terça-feira do mês (29/12). (Agência Brasil Energia – 21.12.2015)

Aneel fixa preço do gás de Manaus em R\$ 11,48/MMBTU

A Aneel definiu o preço regulatório do gás natural em Manaus (AM) contratado pela Amazonas Energia, em R\$ 11,48/milhão de BTU. O valor foi fixado segundo resolução publicada no dia 22 de dezembro, para fins de reembolso pela CCC. A fixação da tarifa de transporte, que acontece a partir da TAG com distribuição pela Cigás, foi dada conforme cálculo da ANP e será aplicada para todo o período contratual do gás, com as devidas correções desde o início do faturamento. O valor é sem impostos e tem como período de referência dezembro de 2009. A agência também determinou à Eletrobras, gestora da CCC, o recálculo dos valores reembolsados acima do limite estabelecido, em um prazo de 60 dias. O tema ficou em audiência pública de março a abril de 2014 e foi deliberado em reunião da diretoria do dia 15/12. (Agência Brasil Energia – 22.12.2015)

Aneel define cotas de energia de Angra 1 e 2 para 2021

A Aneel estabeleceu os montantes de energia provenientes das centrais de geração Angra 1 (657 MW) e Angra 2 (1.350 MW) a serem alocados nas distribuidoras do SIN no ano que vem. Na mesma ocasião, a agência também definiu os valores das cotas referentes à energia dessas usinas para o ano de 2021. As cotas-parte alocadas em cada distribuidora e os valores para 2016 estão disponíveis no site da Aneel. Na semana passada, a agência fixou em R\$ 206,29/MWh a tarifa das usinas Angra 1 e 2 para 2016. O valor representa crescimento de cerca de 27% frente os R\$ 162,09/MWh definidos para este ano. A receita de venda das duas usinas foi aprovada em pouco mais de R\$ 2,8 bi a vigorar a partir do próximo dia 1º de janeiro. (Agência Brasil Energia – 28.12.2015)

Petrobras conclui venda da Gaspetro

A Petrobras concluiu ontem a venda da participação de 49% na Gaspetro para a Mitsui Gás e Energia do Brasil, por R\$ 1,93 bi, conseguindo atingir a meta de US\$ 700 mi em venda de ativos estabelecida para 2015 a poucos dias do fim do ano. Os desinvestimentos, porém, continuaram ficando muito distantes dos planos iniciais da estatal, que previam a venda de US\$ 3 bi em ativos neste ano. A Gaspetro é a holding que consolida as participações societárias que a Petrobras tem nas distribuidoras estaduais de gás natural. A transação foi aprovada no início de dezembro de forma definitiva e sem restrições pelo Cade. No início do ano, a Petrobras previa vender US\$ 13,7 bi em ativos em 2015 e 2016. Ao divulgar, em junho, o Plano de Negócios e Gestão para o período de 2015 a 2019, a companhia ampliou a previsão de desinvestimentos para US\$ 15,1 bi. Desse total, US\$ 3 bi seriam vendidos neste ano. Em outubro, a companhia revisou novamente o valor, mudando a meta para US\$ 700 mi neste ano. Sem a venda da

Gaspetro, a estatal teria terminado o ano com a negociação de aproximadamente US\$ 200 mi em ativos, segundo os valores informados recentemente pela companhia. Além da venda da fatia de 49% da Gaspetro para a Mitsui, a Petrobras anunciou outros dois desinvestimentos este ano: a venda dos 20% dos campos de Bijupirá e Salema, na Bacia de Campos, para a PetroRio (por US\$ 25 mi); e a venda de seus ativos de exploração e produção na Bacia Austral, Argentina, para a Companhia Geral de Combustíveis (por US\$ 101 mi). Em novembro, o diretor financeiro da Petrobras, Ivan Monteiro, já havia anunciado que o plano de desinvestimento de US\$ 700 mi em 2015 seria alcançado com a conclusão da venda da Gaspetro e que a meta de venda de ativos, inicialmente estipulada em US\$ 3 bi, foi revisada depois que a companhia desistiu de realizar o IPO da BR Distribuidora ainda em 2015. Segundo Monteiro, se a companhia conseguir atingir a meta de venda de US\$ 15,1 bi em ativos no biênio 2015-2016, não terá necessidade de fazer novas captações no ano que vem. (Valor Econômico - 29.12.2015)

V. Empresas

Volume de energia elétrica gerada pela Petrobras subiu 17% no ano passado

O Parque Gerador de Energia Elétrica da Petrobras produziu 4,7 gigawatts médios (GW médios) de energia no ano passado para o SIN, informou ontem a estatal. O volume de energia é suficiente para atender a uma população de cerca de 15 milhões de pessoas e representou aumento de 17% em comparação com o total gerado no ano anterior, considerado recorde até então, de 4 GW médios. O parque gerador da empresa é formado por 21 usinas termelétricas, uma usina eólica e uma usina fotovoltaica. Com isso, a estatal sobe da sexta para a quinta colocação no ranking nacional de geração de energia elétrica. No terceiro trimestre do ano passado, acrescenta a nota divulgada pela empresa, a Petrobras tornou-se a maior produtora de petróleo entre as empresas de capital aberto, superando a produção da ExxonMobil. Considerando a produção de óleo e gás, a estatal ocupa atualmente o quarto lugar no ranking. No acumulado de janeiro a novembro de 2014, a produção média da Petrobras aumentou 4,5% em comparação a igual período de 2013, com crescimento do volume mensal produzido superior a 10%. A companhia anunciou, em dezembro, recordes históricos diários de produção de petróleo: 2,286 milhões de barris por dia (bpd); e no pré-sal: 700 mil bpd, entre outros. Com a entrada em operação de quatro novas unidades estacionárias de produção, a Petrobras acrescentou, no ano passado, mais de 500 mil bpd de capacidade de processamento de óleo, volume que será incorporado de forma gradativa à produção, para que a empresa continue ampliando a produção de óleo e gás este ano. (Agência Brasil - 08.01.2015)

Petrobras produz 73,5 milhões m³/dia de gás natural em dezembro

A Petrobras divulgou na última segunda-feira, 12 de janeiro, o balanço da produção de petróleo e gás em dezembro. A produção média de gás natural no Brasil, excluindo o volume liquefeito, foi de 73,5 milhões m³/dia. Incluindo a parcela das empresas parceiras da petroleira, o volume sobe para 84,536 milhões m³/dia. "Os resultados, tanto da produção própria quanto da operada foram, também, importantes recordes mensais", destacou a Petrobras. "Vale ressaltar que, em dezembro, 94,6% desse gás foi aproveitado pela empresa, seja para fornecimento ao mercado, para geração de energia nas plataformas, ou para reinjeção nos reservatórios para elevar a produção de óleo." Em dezembro, a produção total de petróleo e gás natural da empresa no Brasil e no exterior, atingiu, a média, 2,86 milhões de barris de óleo equivalente por dia, melhor resultado já alcançado na história da empresa. Esse volume é 4,4% maior do que o registrado em novembro, que foi de 2,74 milhões boed. A companhia bateu,

também, em dezembro, seu recorde histórico de produção de petróleo e líquido de gás natural no Brasil, ao alcançar a média mensal de 2,2 milhões de barris de petróleo por dia. Esse volume é 4,8% maior que o produzido em novembro, que foi de 2 ,111 milhões bpd. (Agência CanalEnergia – 13.01.2015)

Térmicas da Petrobras vão completar energia do país, diz ministro

O ministro Eduardo Braga (Minas e Energia) disse ontem que a Petrobras incluirá, até o dia 18 de fevereiro, algumas de suas usinas térmicas para complementar a geração de energia no país, reforçando a geração. "Ao mesmo tempo, outras medidas adicionais com relação a energia de Itaipu e de outras regiões [estão sendo estudadas] para reforçar o sistema, até que a falha na linha Norte e Sul possa estar absolutamente superada", explicou ele. De acordo com Braga, "não houve falta de energia" na segunda-feira, quando ocorreu um apagão de cerca de uma hora em áreas de dez estados brasileiros e no Distrito Federal. Para ele, o problema foi técnico e ocorreu na Linha Norte e Sul. Foi por esta falha, durante o envio de energia do Norte para o Sul e o Sudeste do país, que a energia deixou de chegar. Para tranquilizar a população, o ministro reafirmou que o sistema elétrico brasileiro "é robusto", mas que "pode haver falha técnica e humana". (Valor Online – 20.01.2015)

Consórcio Novo Horizonte é autorizado a explorar 16 térmicas em Rondônia

A Aneel autorizou o Consórcio Novo Horizonte a se estabelecer como produtor independente de energia. Com isso, as empresas componentes do consórcio receberam sinal verde para explorar 16 termelétricas em Rondônia, sendo que duas ainda serão construídas. O consórcio é formado pelas empresas Rovema Energia (20%) e Central Administração e Participações (80%). As usinas foram integrantes do lote II do leilão 001/2014, executado pela Centrais Elétricas de Rondonia (Ceron). As térmicas são todas movidas a óleo combustível, e visam atender a demanda de energia do sistema isolado. O valor global do contrato é de R\$ 455,2 milhões, com período de duração de 18 meses, prorrogável por igual período. As térmicas são: Distrito de Triunfo (3,4MW); União Bandeirantes (1,5MW), Alvorada (5MW), Buritis (18MW), Campo Novo (2,5MW), Costa Marques (0,5MW), Cujubim (1,2MW), Machadinho (1,4MW), Nova Califórnia (2,1MW), São Francisco (7,5MW), Vale do Anari (3,5MW), Vila Extrema (3MW), Vista Alegre (5MW), Urucumacua (0,3MW), Izidolandia (0,4MW) e Pacarana (1,5MW). A Aneel ainda negou o pedido de reconsideração feito pela Guascor, líder do Consórcio de Energia Rondônia. A empresa questionava o resultado do leilão promovido pela Ceron, alegando irregularidades no processo. (Agência CanalEnergia – 21.01.2015)

Suape II retoma operações gradativamente

Duas semanas atrás, conforme revelou o Estado, a térmica Suape II, maior usina a óleo do Brasil, com 381 MW, teve de ser paralisada por conta de panes graves ocorridas em algumas de suas máquinas. A usina, que tem a Petrobrás como acionista, vem retomando gradativamente suas operações, mas só deve estar em pleno funcionamento a partir de abril. Dona de boa parte da geração térmica do país, a Petrobrás tem registrado resultados bilionários com a oferta de energia dessas usinas, em razão do preço alto que o setor elétrico tem de pagar por sua geração. A Petrobrás ainda não informou quais foram os resultados financeiros obtidos com as térmicas no ano passado. A capacidade total de geração térmica do Brasil chega a 22 mil MW. No entanto, diariamente, o ONS tem de se virar com cerca de 16 mil MW, pois os demais 6 mil MW sempre estão indisponíveis. (O Estado de São Paulo – 22.01.2015)

Das 22 térmicas controladas pela Petrobrás, 16 têm problemas

Levantamento feito pelo jornal O Estado de São Paulo revela que das 22 usinas térmicas que a Petrobrás tem, seja como controladora ou acionista, 16 sofrem hoje algum tipo de restrição operacional ou está em fase de manutenção. Essas 16 usinas teriam capacidade de entregar até 5.574 megawatts (MW) ao sistema elétrico do país. Mas, efetivamente, só podem oferecer cerca de 3.700 MW disponíveis - aproximadamente 1.870 MW da capacidade está fora do ar. Trata-se de um volume considerável de energia, equivalente a um terço de todo o parque térmico do país que está paralisado em razão de falhas técnicas e processos de manutenção. Na segunda-feira, o ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, informou que, até o dia 18, a Petrobrás vai adicionar 867 megawatts (MW) ao parque nacional de geração, trazendo para o sistema máquinas que estão paralisadas. Entre os projetos mencionado por Braga está a térmica Sepé Tiaraju (RJ), usina de 170 MW que, até ontem, estava completamente paralisada. A relação inclui ainda a usina Governador Leonel Brizola (RJ), que pode gerar até 1.058 MW, mas tem entregado apenas 800 MW. Em São Paulo, a usina Fernando Gasparian tem capacidade total de 576 MW, mas está com déficit de 301 MW. (O Estado de São Paulo – 22.01.2015)

Usina termelétrica de Furnas gera menos da metade

Incluída no Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), no segundo governo Fernando Henrique Cardoso, a ampliação da termelétrica de Santa Cruz, de Furnas, localizada no Rio de Janeiro, planejada para evitar o desabastecimento no sistema no início dos anos 2000 também não deve contribuir muito para o período atual. Prevista para alcançar a capacidade de 1 mil megawatts (MW), a usina, contudo, nunca chegou a esse total e opera hoje com 350 MW, colecionando atrasos em seu cronograma. O mais novo atraso da usina

é com relação ao início de operação de duas turbinas a vapor, de 75 MW cada, que vão funcionar a partir do resíduo da produção à gás natural, aumentando a eficiência da usina e fazendo com que ela alcance 500 MW. Pelo último cronograma aprovado pela Aneel, as duas máquinas deveriam entrar em operação até o fim de 2014. Mas, segundo relatório de fiscalização do órgão regulador, as duas turbinas devem iniciar o funcionamento apenas em junho e setembro, respectivamente. (Valor Econômico – 10.02.2015)

Térmica de Uruguaiana volta a operar esta semana

A AES Brasil planeja colocar em operação, ainda esta semana, a termelétrica de Uruguaiana, movida a gás natural e localizada na fronteira com a Argentina. Conforme apurou o jornal Valor Econômico, a retomada da operação da usina foi decidida pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em reunião realizada na última semana. Ontem, o MME admitiu que tomou medidas para religar a térmica. "No momento, estão sendo realizadas as tratativas necessárias para tornar possível a operação comercial da UTE Uruguaiana", informou o ministério. Conforme informado ontem pelo Valor PRO, serviço de informação em tempo real do Valor, a decisão do CMSE, que reúne a cúpula energética, ocorreu após ter sido detectada uma piora no balanço entre oferta e demanda de energia no sistema. Na reunião de semana passada, o comitê indicou que o risco de déficit no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o principal do país, para 2015, havia crescido de 4,9% para 7,3%. Considerando a forma de cálculo tradicional, o risco havia aumentado de 7,3% para 11,1%. (Valor Econômico – 10.02.2015)

Produção de gás da Petrobras sobe 1,4% em janeiro e bate novo recorde

A produção de gás natural da Petrobras em janeiro de 2015, excluído o volume liquefeito, foi de 75,559 milhões de m³ / dia, 1,4% superior ao volume alcançado em dezembro. Com esse resultado, a empresa atingiu novo recorde histórico. A produção de gás sem o volume liquefeito operada pela Petrobras em janeiro, que inclui a parcela das empresas parceiras da empresa, também atingiu novo recorde histórico, de 85,999 milhões de m³ / dia, 1,7% acima do volume do mês anterior. Ainda de acordo com a companhia, a produção média de gás natural no exterior foi de 14,646 milhões de m³/dia, 2,5% abaixo do volume produzido no mês de dezembro, que foi de 15,022 milhões de m³/dia. A queda é devido a menor produção no campo de Sabalo, no bloco de San Antônio, na Bolívia, em função de intervenção para manutenção no poço SBL-X1, já concluída. A produção total de petróleo e gás foi de 2,661 milhões de barris de óleo equivalente por dia, mesmo patamar registrado em dezembro do ano anterior, de 2,675 milhões boed. A produção total de petróleo e gás operada pela empresa no Brasil,

incluindo a parcela operada para empresas parceiras, foi de 2,910 milhões de boed, mesmo nível alcançado em dezembro de 2014, que foi de 2,917 milhões boed. (Agência CanalEnergia – 19.02.2015)

Petrobras prevê venda de ativos de US\$ 13,7 bi neste ano e em 2016

Os sinais dados pela Petrobras ao anunciar uma venda de ativos mais agressiva ontem, pela qual a companhia espera arrecadar algo em torno de US\$ 13,7 bilhões neste e no próximo ano, ainda não foram suficientes para tranquilizar as preocupações em relação à situação de caixa da maior empresa do país. A questão que gera dúvidas é que ativos da área de abastecimento, responsável por 30% da intenção de venda, têm valor que permita arrecadar US\$ 4,1 bilhões. Trata-se do mesmo valor da estimativa de arrecadação com a venda de ativos de exploração e produção. Essa dúvida permeava a reação do mercado na noite de ontem. Um funcionário de um grande banco coloca a atenção para a possibilidade de a Petrobras ter que vender algumas termelétricas em um momento de queda do PLD, que baliza os preços à vista no mercado de energia de curto prazo. A estatal pretende arrecadar US\$ 5,5 bilhões com a venda de ativos da área de Gás e Energia (G&E). Marco Tavares, sócio da Gas Energy, avalia que as termelétricas e os gasodutos são os ativos de mais fácil negociação dentro da área de Gás e Energia, de onde a Petrobras pretende conseguir a maior parte dos desinvestimentos. "São ativos onde ela detém, em sua maioria, 100% de participação. São mais fáceis de vender, porque apresentam menor risco operacional e contratos de longo prazo. As distribuidoras de gás têm muitos interessados, mas a Petrobras é minoritária na maioria delas. Muitas dessas empresas estão sujeitas ao controle acionário de governo estaduais, o que gera maior risco para o investidor", disse Tavares, que também vê interesse privado em distribuidoras e fertilizantes. (Valor Econômico – 03.03.2015)

Área de Gás e Energia será a mais afetada em desinvestimento da Petrobras

Da revisão do plano de desinvestimento da Petrobras, que vai acarretar na venda de US\$ 13,7 bilhões em ativos, a área de Gás e Energia da estatal será a mais afetada, com 40% desse total. As áreas de Exploração & Produção no Brasil e no exterior e a Área de Abastecimento ficaram cada uma com 30% desse total. A empresa anunciou a revisão do plano em comunicado ao mercado na última segunda-feira, 2 de março. A venda dos ativos ocorrerá no biênio 2015-2016. De acordo com a empresa, o valor é superior ao montante do Plano de Negócios e Gestão para os anos de 2014 a 2018, que era de US\$ 5 bilhões a US\$ 11 bilhões. O plano visa a alavancagem, preservar o caixa e o foco nos investimentos na produção de óleo e gás. Ainda segundo a Petrobras, os US\$ 13,7 bilhões é a melhor estimativa da empresa, mas são sensíveis a variações de mercado. Cada

operação de venda de ativo será submetida a avaliação e aprovação das instâncias de Governança, como a Diretoria Executiva e o Conselho de Administração. (Agência CanalEnergia – 03.03.2015)

Diretor diz que Petrobras deve reduzir investimento em gás e energia

O diretor de Gás e Energia da Petrobras, Hugo Repsold, disse que a verticalização da companhia no mercado de energia é um “erro estratégico” e sinalizou que a empresa deve reduzir os investimentos na área de gás e energia. O diretor reforçou, ainda, que a companhia não tem gás natural para oferecer a termelétricas nos próximos leilões de energia. “Não acho que dá para fazer tudo numa empresa”, disse o executivo, sobre a verticalização da estatal. “Colocar a Petrobras para investir em todas as dimensões é um erro estratégico, vai drenar recursos importantes para outras áreas”, complementou Repsold. Sem entrar em detalhes sobre a possibilidade de desinvestir na área, o diretor citou como exemplo o esforço despendido pela companhia para ampliar as redes de distribuição de gás canalizado. “Hoje a Petrobras participa de 22 distribuidoras de gás. É um trabalho que precisa de uma expertise de comercialização e desenvolver isso demora”, disse o diretor. Sobre a crise na empresa, Repsold disse que a estatal passa no momento por um “câncer”, mas que os problemas enfrentados pela estatal com a divulgação de seu balanço auditado e recuperação da credibilidade no mercado não são “tão graves” que não possam ser superados. Segundo Repsold, a Petrobras tem elementos fundamentais para que seja bem sucedida, como, por exemplo, suas reservas. “Tenho muita confiança na recuperação da companhia. A companhia tem problemas, problemas até demais, mas ter problemas é o que nos move para frente”, disse Repsold. (Valor Econômico – 16.03.2015)

Distribuidora paulista Comgás tem queda de 14% no lucro do 4º tri

A distribuidora paulista de gás natural Comgás, parte do grupo Cosan, registrou queda de 14,1% no lucro líquido do quarto trimestre, em relação a igual intervalo de 2013, para R\$ 149,2 milhões. O resultado foi impactado pela alta de custos provocada pela indexação em dólares dos preços do gás natural comprado da Petrobras. O custo total de bens e serviços vendidos avançou 3,5% no trimestre, na base de comparação anual, para R\$ 1,19 bilhão, com aumento de 7,7% e 9,1% nas linhas de custo do gás e transporte, explicados, principalmente, pelo aumento do custo unitário do gás decorrente dos contratos de fornecimento de gás precificado em dólar. “A escalada do dólar frente ao real nos últimos anos continua impactando a competitividade do gás vendido pela companhia”, queixou-se a Comgás em relatório que acompanha o balanço. “A política de preço do gás natural implementada pela Petrobras contribuiu para uma perda

contínua da competitividade do combustível na indústria paulista”, completou. A receita líquida da empresa ficou praticamente estável no trimestre, com variação positiva de 0,6% , somando R\$ 1,6 bilhão. Os lucros antes de juros, impostos, despesas financeiras, depreciações e amortizações (Ebitda, na sigla em inglês) recuaram 13,1%, a R\$ 295,7 milhões. Considerado o Ebitda normalizado, sem o efeito da conta corrente regulatória, o valor é de R\$ 323,6 milhões, queda de 1,6% em relação ao quarto trimestre de 2013. A conta regulatória acumula as diferenças entre o custo de gás pago aos fornecedores e o custo do gás contido nas tarifas da Comgás, valor posteriormente repassado aos clientes. O volume total de gás vendido pela Comgás foi de 1,37 bilhão de metros cúbicos, alta de 1,9%. Sem o segmento de termogeração, o volume recuou 2,6% no trimestre, para 1,12 bilhão de metros cúbicos. (Valor Econômico – 17.03.2015)

Comgás aposta no crescimento da geração própria e já recebe pedidos para aumentar fornecimento

A Comgás aposta que a geração própria, distribuída e cogeração vão deslançar em 2015. O governo já havia anunciado que incentivaria essa forma de geração de energia e agora vem implementando medidas para tornar esse mercado mais atrativo. Luiz Henrique Guimarães, diretor-presidente da companhia, diz que a Comgás já tem recebido muitas solicitações de empresas, condomínios, shoppings, empreendimentos hoteleiros, entre outros, para aumentar o número de horas de geração própria. Ele avalia que o paradigma da cogeração e da geração distribuída será inserido no mercado energético brasileiro e cita a portaria 44 do MME e a discussão da Aneel, que propôs o pagamento de R\$ 1.420/MWh para energia própria a diesel e de R\$ 792,49/MWh para energia própria a gás, como sinais claros de que essas formas de geração são bem vindas. Guimarães contou que a Comgás oferece uma solução de conversão de geradores a diesel para geradores diesel-gás, que consomem 30% diesel e 70% gás. Segundo ele, é muito difícil gerar energia com diesel o dia inteiro porque a logística para abastecer shoppings, prédios, empresas para uma geração 24 horas é muito diferente do que para abastecer por 3 horas ou para emergência. No ano passado, a Comgás encerrou o ano com um total de 1.460.615 clientes conectados, o que representa um crescimento de 9,5% na base em relação ao ano de 2013. Foram distribuídos cerca de 5,5 bilhões de m³ de gás, mesmo volume do ano anterior. No segmento de cogeração, o volume de gás apresentou redução de 7,2% em relação a 2013, passando de 323 milhões de m³ para 299,6 milhões de m³. Para a Termogeração, o volume distribuído no ano foi de 938,5 milhões de m³, um aumento de 24,5% comparado aos 753,8 milhões de m³ no ano de 2013. A companhia explicou que os contratos de fornecimento de gás firme da Comgás não incluem o abastecimento das termelétricas, mas caso elas necessitem despachar gás, a Petrobras se encarrega de fornecer à companhia o volume

adicional, pois estes são contratos "back to back". A área de concessão da Comgás inclui as regiões metropolitanas de São Paulo e Campinas, além do Vale do Paraíba e da Baixada Santista. (Agência CanalEnergia - 18.03.2015)

Petrobras registra recorde no aproveitamento de gás natural no Brasil em fevereiro

O aproveitamento da produção de gás natural da Petrobras no Brasil atingiu seu recorde histórico mensal em fevereiro. A utilização de 96,5% do gás produzido no país superou o recorde anterior, de setembro de 2013, que foi de 96,3%. Contudo, a produção própria de gás natural da estatal em fevereiro, excluído o volume liquefeito, foi de 73,968 milhões de m³/dia, 0,8% inferior ao volume alcançado em janeiro. Incluindo a produção das empresas parceiras, a produção ficou em 84,958 milhões de m³/dia. A produção total de gás e petróleo da companhia alcançou 2,801 milhões barris de óleo equivalente por dia, 1,5% inferior ao patamar registrado em janeiro. A produção total de petróleo e gás natural da Petrobras no Brasil recuou no mês de fevereiro, em comparação com o mês anterior. Segundo a estatal, foram gerados 2,612 milhões de barris de óleo equivalente por dia, 1,8% inferior ao patamar registrado em janeiro, que foi de 2,661 milhões. A redução nos volumes produzidos em fevereiro deveu-se, principalmente, às paradas programadas para manutenção das plataformas nas bacias de Campos (RJ) e de Santos (SP). O início da operação de sete novos poços marítimos nas respectivas bacias ajudou a compensar uma maior perda na produção da companhia. (Agência CanalEnergia - 20.03.2015)

Cemig negocia termelétricas da Petrobrás

A Cemig está interessada em comprar ativos de termelétrica da Petrobrás, afirmou o presidente da empresa, Mauro Borges. As conversas já começaram e podem incluir não apenas aquisições, mas também alianças estratégicas, disse o executivo. Os ativos na área de termelétrica da Petrobrás são avaliados em US\$ 7 bilhões a US\$ 8 bilhões, segundo Borges, destacando que a capacidade de geração de energia das unidades é semelhante à da usina de Itaipu. Uma das possibilidades é usar a empresa que a Cemig criou com a mineradora Vale, a Aliança Geração de Energia, para uma parceria. Só dependendo da decisão da Petrobrás sobre ficar ou não no projeto. Mauro Borges frisou que as oportunidades de aquisição no Brasil no setor de energia são "vastas" e a Cemig é compradora. Ele também afirmou ser um bom momento para compras de outras empresas. (O Estado de São Paulo - 10.04.2015)

Para avançar no setor de gás, Cemig busca criação de empresa privada

Além da possibilidade de compra de ativos de termelétrica da Petrobrás, a Cemig quer avançar no setor de gás. Para isso, deve criar uma empresa privada, como uma joint venture, de acordo com o presidente da empresa, Mauro Borges. A estratégia é a mesma que a empresa mineira fez em transmissão de energia, com a criação da Taesa, com a Vale, na Aliança Geração de Energia, e na área de energia renovável, com a constituição da Renova. "Nossa estratégia de crescimento é baseada em veículos privados, que têm baixa alavancagem, como a empresa criada com a Vale, e são negócios bem sucedidos. Esta estratégia será mantida. Este é o jeito natural de expandir nossa posição no mercado de gás", afirmou o presidente da Cemig, destacando que a intenção é operar com a distribuição do produto, uma vez que a distribuição de gás no Brasil está começando e este veículo pode ser importante para conseguir estas oportunidades. A expectativa é que o negócio saia neste ano. (O Estado de São Paulo - 10.04.2015)

CGC tem plano ambicioso para ex-ativos da estatal

O grupo argentino Corporación America vai investir mais de US\$ 100 milhões nos campos de petróleo e gás que adquiriu há pouco mais de uma semana da Petrobras. Segundo o presidente da CGC (Companhia Geral de Combustíveis), controlada pela holding, Hugo Eurnekian, a área tem um grande potencial que não era totalmente aproveitado, sobretudo na produção de gás. O grupo pagou US\$ 101 milhões pelos campos, um negócio que representou o primeiro passo da Petrobras em seu plano de venda de ativos. E pretende continuar de olho na estratégia da petrolífera brasileira de enxugar a operação. As discussões para a compra, segundo Eurnekian, começaram em setembro. Sem revelar números, Eurnekian diz que com o investimento programado haverá um "substancial" incremento na produção de gás e petróleo no campo recém adquirido, que fica na província de Santa Cruz, no extremo Sul da Argentina. Com receita anual em torno de US\$ 2 bilhões, a Corporación America cresceu à medida que seu fundador diversificou a atividade. O grupo administra 53 aeroportos na América Latina e Europa, com participação nos de Natal e Brasília. Na Argentina, a holding abrange, ainda, empresas de infraestrutura e agronegócio. A proposta de compra de US\$ 70 bilhões da BG Group PLC pela Royal Dutch Shell PLC criaria uma operadora gigantesca de navios de transporte de gás natural liquefeito, oferecendo aos proprietários que fretam navios mais oportunidades para contratos lucrativos e de longo prazo em um setor naval bastante deprimido. A Exxon Mobil Corp. estima que o comércio global de gás natural liquefeito vai mais que triplicar até 2040, para cerca de 2,83 bilhões de metros cúbicos por dia - cerca de 40% superior à atual produção de gás dos Estados Unidos. A empresa prevê que países por toda a Ásia e Pacífico importarão

metade do gás que eles irão consumir em 2040, com o GNL sendo responsável por 80% das importações. (Valor Econômico - 10.04.2015)

Usina de Uruguaiana irá operar ao menos até a segunda semana de maio

A usina térmica de Uruguaiana, controlada pelo grupo AES, deve continuar a operar pelo menos até a segunda semana de maio. A carga de gás natural necessária para a atividade da usina nesse período já está "prevista", conforme breve posicionamento do MME. A térmica retomou as operações em 11 de fevereiro deste ano, a princípio por um prazo inicial de 60 dias. Encerrado esse prazo, a unidade continuou a operar, agora com uma carga complementar de gás natural. No início de fevereiro, o MME havia informado que a geração da usina seria entre 140 MW médios e 250 MW médios. A ampliação dos prazos em virtude dos problemas de abastecimento de energia do Brasil poderá se repetir futuramente caso haja disponibilidade de gás natural e o ONS julgue necessária a energia de Uruguaiana para a preservação do sistema hídrico nacional. A mesma restrição de oferta de energia, oriunda principalmente do baixo volume de chuvas na região Sudeste/Centro-Oeste, levou o governo brasileiro a costurar acordos de importação e exportação de energia com os governos argentino e uruguaio. As operações devem ocorrer "de forma excepcional e temporária", conforme consta em portaria publicada no Diário Oficial da União (DOU) no final do mês passado. (Zero Hora - 16.04.2015)

Empresas estudam swap de gás com Petrobrás

AES Tietê e a Copel estão estudando contratos de swap de gás natural com a Petrobras para o leilão de quinta-feira. As empresas pretendem importar GNL no exterior e entregá-lo nos terminais de regaseificação da estatal e, em troca, recebem gás por meio da malha de gasodutos, reduzindo custos logísticos. (Valor Econômico - 28.04.2015)

BNDES dá sobrevida a elétrica de Eike

O BNDES optou por não antecipar a cobrança de uma dívida de R\$ 4,2 bi de uma das empresas de Eike Batista. A decisão garantiu a sobrevida da companhia e evitou que o banco tivesse que reconhecer no balanço o risco de perder dinheiro por negócios com o empresário. A empresa em questão é a Eneva, antiga MPX, dona de um grupo de usinas termelétricas, que pertence a Eike e aos alemães da E.ON. Quatro meses atrás, a Eneva entrou em recuperação judicial. O processo, no entanto, englobou apenas uma fatia das dívidas do grupo: R\$ 2,4 bi de um total de R\$ 8,5 bi: a recuperação judicial se restringiu à holding, não incluindo as usinas controladas por ela. O BNDES é o maior credor do grupo, mas seus empréstimos foram diretamente às usinas, para sua construção. O banco

responde por 74% das dívidas das usinas e metade da dívida total. Documentos demonstram que o BNDES tinha direito de exigir o pagamento antecipado dos empréstimos para as controladas da Eneva em caso de inadimplência da holding. Essa possibilidade está expressa nos contratos entre o BNDES e a antiga MPX na cláusula de "calote cruzado". Se tivesse seguido o caminho mais conservador, o BNDES poderia ter solicitado o pagamento das dívidas e até acionado suas garantias, como fiança bancária, imóveis e maquinário. Mas, caso não recebesse, teria que fazer uma provisão em seu balanço para possíveis perdas. A diretoria do BNDES defende que um banco de fomento não poderia destruir um projeto que gera energia para o país em tempos de escassez. Profissionais envolvidos no caso relataram que a atitude do BNDES vem sendo vital para a sobrevivência da Eneva. Se tivesse "puxado o gatilho", avaliam, o banco teria arrastado as usinas para a recuperação judicial. (Folha de S. Paulo - 25.04.2015)

Prumo e Bolognesi assinam memorando de entendimento para projetos a gás no Porto do Açu

A Prumo e a Bolognesi assinaram nesta quinta-feira, 30 de abril, memorando de entendimento para avaliar um conjunto de oportunidades de investimentos para desenvolver projetos de gás natural no Porto do Açu, em São João da Barra (RJ). A assinatura revela o potencial de infraestrutura diferenciada e a atratividade do porto para a indústria de óleo e gás e energia. A Prumo e a Bolognesi iniciaram os estudos complementares para viabilizar a instalação de um hub de gás no Porto do Açu. O Hub é uma das melhores soluções privadas para importação de GNL e produção doméstica de gás natural nas Bacias de Santos e Campos. Ele se apresenta aos produtores como uma solução atraente para a monetização do gás associado produzido, além de oferecer infraestrutura competitiva em larga escala para o consumo de gás industrial. O principal projeto consiste na construção de uma termoeletrica a gás e na instalação de uma unidade regaseificadora flutuante de GNL. De acordo com as condições comerciais, a Bolognesi irá alugar uma área de até 400.000 m² no Porto do Açu pelo período de 25 anos, com possibilidade de renovação por mais 25 anos. A Bolognesi será responsável pela construção de toda infraestrutura necessária para a implantação da térmica a gás, incluindo a subestação de energia, a linha de transmissão e o terminal GNL. Segundo Paulo Rutzen, vice-presidente executivo da Bolognesi, a região Sudeste é o centro de carga de energia do País. Com isso, o aumento da disponibilidade de geração de energia térmica, assim como a oferta de gás a partir do Porto do Açu, contribui para o desenvolvimento do Brasil e será um catalisador do desenvolvimento local. A assinatura de contrato definitivo para a instalação da termoeletrica e do desenvolvimento do Hub de gás, dependem da concretização de condições comerciais previstas no documento assinado entre as empresas. (Agência CanalEnergia - 30.04.2015)

Eneva assina acordo com fornecedores de gás para térmicas

A Eneva informou nesta quinta-feira, 30 de abril, que celebrou um acordo com a PGN e a BPMB Parnaíba, fornecedores de gás natural das do Complexo Parnaíba, visando prevenir potenciais litígios relacionados ao fornecimento do combustível. Segundo a Eneva, o referido acordo estabelece que a PGN e a BPMB concederão descontos sobre o fornecimento de gás natural às usinas do Complexo Parnaíba nos seguintes valores: R\$141,8 mi, referentes à postergação do início de operação comercial de Parnaíba II, a serem apurados mensalmente entre os meses de abril de 2015 e setembro de 2016; e R\$ 167,0 mi, equivalentes à 50% da redução da receita fixa de Parnaíba II no valor de R\$ 334,1 mi, a serem apurados entre os anos de 2022 e 2036. O acordo também prevê a extensão do contrato de fornecimento de gás natural à Parnaíba II até o término dos seus Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado, ou seja, 30 de abril de 2036. "A celebração do acordo representa um importante passo para ampliação da viabilidade econômico-financeira dos projetos do Complexo Parnaíba, em especial de Parnaíba II", escreveu a Eneva. (Agência CanalEnergia - 30.04.2015)

Lucro da Comgás recua 60,7% no primeiro trimestre

Com receitas praticamente estáveis, o aumento do custo do gás, que ainda não foi repassado às tarifas, pressionou o resultado da Comgás no primeiro trimestre. No período, a distribuidora de gás registrou lucro de R\$ 50,5 mi, 60,7% abaixo do observado no mesmo intervalo de 2014. Em São Paulo, os repasses do custo de gás para as tarifas ocorrem anualmente em maio. Enquanto os reajustes não ocorrem, as diferenças entram uma conta separada, chamada "conta corrente regulatória". Se o custo do gás está abaixo do contemplado pela tarifa, a Comgás fica "devedora". Caso contrário, tem um saldo a receber após o próximo reajuste. Entre janeiro e março, com os preços do insumo mais altos por conta do dólar, essa conta teve impacto negativo R\$ 43,4 mi no lucro, enquanto, no mesmo período do ano passado, tinha gerado um efeito positivo em R\$ 59,2 mi, aponta a companhia no relatório que acompanha as demonstrações financeiras. A receita ficou estável no período, com leve alta de 1,1%, para R\$ 1,53 bi. O resultado financeiro também contribuiu para a queda do lucro no primeiro trimestre. O saldo entre ganhos com aplicações financeiras e gastos com pagamento de juros e variação cambial ficou negativo em R\$ 73,9 mi, 31% a mais do que no mesmo intervalo de 2014. De acordo com a Comgás, isso ocorreu por conta das maiores taxas de juros e por uma rolagem antecipada de dívida, ocorrida em março. Ao fim do trimestre, a distribuidora de gás tinha uma dívida líquida de R\$ 1,55 bi, 15% a menos que a registrada no encerramento do ano passado. (Valor Econômico - 06.05.2015)

Comgás negocia contratos com oito térmicas em SP

A Comgás negocia contratos de suprimento de gás para oito projetos de usinas térmicas de São Paulo, disse o presidente da companhia, Luiz Henrique Guimarães. Segundo ele, a maioria desses empreendimentos são voltados para entrega no médio prazo, mas também há interessados em participar do leilão de usinas de partida rápida, que deve ocorrer no primeiro semestre e com início de operação para janeiro de 2016. No mercado, havia dúvidas quanto ao interesse de empreendedores para esse certame, voltado para evitar quedas no fornecimento no horário de pico, por conta do horizonte apertado para erguer o projeto. A Comgás tem 1 milhão de metros cúbicos de gás excedente, equivalente a cerca de 20% do volume de vendas de 2014, que poderiam ser utilizados por esses empreendimentos. Segundo o executivo, o principal desafio para viabilizar a oferta para termelétricas diz respeito à impossibilidade de garantia de contratos de longo prazo. A concessão da Comgás vai apenas o fim de 2019, enquanto os contratos de fornecimento de energia das térmicas são de 20 a 30 anos. "Estamos trabalhando para viabilizar uma solução composta, com terminais de GNL que garantiria a outra parte da oferta", ressaltou. Nesta semana, o secretário de energia de São Paulo, João Carlos Meirelles, disse que estuda essa possibilidade para atrair as térmicas para o Estado. Segundo Guimarães, essa seria uma boa opção para diversificar a oferta do gás distribuído pela companhia, hoje concentrada na Petrobras. O terminal poderia ser ligado diretamente à rede de distribuição já existente da Comgás, com investimentos apenas pontuais para adaptação. A oferta para geração de energia aparece como uma opção para a companhia, diante da estagnação no volume de vendas, em virtude da desaceleração econômica. No primeiro trimestre, a demanda caiu 0,8% em relação a um ano antes, para 1,3 bilhão de metros cúbicos. Na contramão, as duas térmicas atualmente abastecidas pela companhia demandaram 225,3 milhões de metros cúbicos, com alta de 8,9% na comparação anual. De acordo com Guimarães, com a atividade fraca e o orçamento menor para investimentos em 2015, a Comgás vai focar esforços para ganhar clientes em prédios já habitados, mas sem conexão de gás, no comércio e nas indústrias de médio e pequeno porte. Segundo ele, há um potencial de 450 mil ligações apenas em edifícios na área de concessão e que ainda não são abastecidos pela rede da distribuidora. (Valor Econômico – 07.05.2015)

Petrobras é autorizada a importar GNL até 2018

O MME autorizou a Petrobras a importar gás natural liquefeito. Segundo Portaria nº 191, publicada no Diário Oficial da União, a estatal poderá adquirir GNL no mercado de curto prazo, sem um fornecedor previamente definido. O volume autorizado foi de 25 mi de m³/ano, equivalente a 41 mi de m³/dia de gás natural.

O GNL será destinado a atender a demanda brasileira, exceto na região Norte e no estado do Mato Grosso. O gás será transportado por navios metaneiros e deverá ser entregue nos terminais marítimos do Rio de Janeiro, Ceará e Bahia. A presente autorização terá validade até 31 de janeiro de 2018. (Agência CanalEnergia - 11.05.2015)

Ecom é autorizada a importar gás natural da Bolívia

O MME autorizou a Ecom Comercializadora de Gás importar gás natural da Bolívia. Segundo a Portaria nº 192, publicada no Diário Oficial da União, o volume a ser importado é de até 150 mil m³/dia, em regime interruptível, e será transportado pelo gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). O insumo visa atender o segmento industrial de São Paulo. A presente autorização terá validade até 28 de fevereiro de 2017. (Agência CanalEnergia - 11.05.2015)

Prumo está otimista com térmica a gás no Açu

Após assinar um memorando de entendimento com o Grupo Bolognesi para avaliar projetos de gás natural no Porto do Açu, em São João da Barra (RJ), o presidente da Prumo Logística, Eduardo Parente, disse ontem estar confiante na concretização dos primeiros investimentos no curto prazo. De acordo com o executivo, a expectativa é que a licença da primeira termelétrica a gás saia ainda este ano. Segundo o executivo, o licenciamento já está em andamento. A expectativa é que a térmica do Bolognesi seja incluída nos próximos leilões de energia. O executivo vê a instalação da primeira usina do Açu como estratégica. "Quando se tem uma primeira usina instalada, isso facilita a entrada da segunda e terceira termelétrica. Passamos a ter credibilidade para trazer o gás associado do pré-sal para o Açu", disse Parente, em evento no Rio. Prumo e Bolognesi estão estudando a viabilidade de transformar o Açu num "hub" (polo) de gás. Os primeiros investimentos devem ser feitos pela Bolognesi em uma termoelétrica e em um terminal de gás natural liquefeito (GNL), mas a ideia da Prumo é atrair outros investidores para projetos futuros em unidades de processamento, gasodutos e terminais de gás liquefeito de petróleo (GLP). (Valor Econômico - 14.05.2015)

Eneva confirma venda de 50% de termelétrica à EDP

A elétrica Eneva, antiga MPX, confirmou, nesta sexta-feira, a conclusão da venda de 50% da termelétrica Pecém I à EDP Energias do Brasil. O negócio havia sido antecipado mais cedo por executivo da Eneva em teleconferência de resultados do primeiro trimestre. A companhia informou ainda que recebeu pagamento de R\$ 300 mi pela venda. Os recursos serão usados para fortalecimento da posição de caixa durante o período remanescente do processo de recuperação judicial da

empresa. Com a conclusão da transação, a EDP Energias do Brasil passa a deter 100% do capital total e votante de Pecém I, acrescentando 360 MW de capacidade instalada ao grupo, que passa a deter 2.742 MW de capacidade instalada total. (Valor Econômico – 15.05.2015)

Avança térmica de R\$ 3 bi em Rio Grande (RS)

Dono do projeto de construção de uma megausina térmica no primeiro polo naval gaúcho, o Grupo Bolognesi acaba de contratar um consórcio formado pelas empresas Duro Felguera e General Electric (GE) para a construção da unidade. A mesma dupla será responsável pela implantação da outra termelétrica do grupo, em Novo Tempo (PE). As duas tiveram geração futura contratada em leilão de 2014 e precisam começar a entregar energia no sistema em janeiro de 2019. O contrato foi fechado na modalidade turn-key (para girar a chave, em tradução livre). Isso significa que o consórcio entrega tudo prontinho, incluindo engenharia, suprimento, construção, comissionamento e testes de desempenho. Cada usina terá potência instalada ao redor de 1,3 mil MW. O investimento total é de R\$ 6,5 bilhões e deve gerar mais de 20 mil empregos no Sul e no Nordeste. Cada usina consumirá 5,5 milhões de metros cúbicos diários de gás, que serão obtidos depois que o gás natural liquefeito (GNL) importado passar por navios regaseificadores ancorados em terminal situado ao lado da unidade. Esse projeto havia sido lançado em 2009, mas até novembro do ano passado não conseguiu garantir a venda antecipada de energia, que permite financiar a construção. Como a exploração do shale gas nos Estados Unidos reduziu os preços internacionais, o plano ficou mais competitivo e emplacou. Um último obstáculo foi vencido há um mês, quando a Procuradoria-Geral do Estado (PGE) definiu que a licença prévia do projeto original seria admissível, mesmo com alterações posteriores. Conforme a secretária do Meio Ambiente e presidente interina da Fepam, Ana Pellini, falta agora só o empreendedor completar a documentação necessária ao encaminhamento da licença de instalação, necessária para iniciar as obras. (Zero Hora – 25.05.2015)

Engie, ex-GDF Suez, avalia participar de leilão da ANP

A Engie Brasil, novo nome para as operações da francesa GDF Suez no Brasil, estuda participar da 13ª Rodada de Licitações da ANP. "Nossos técnicos estão avaliando" afirmou o presidente da Engie Brasil, Mauricio Bähr. "Nosso foco é gás [caso a empresa decida participar]", acrescentou ele. No caso de projetos de gás, o executivo aproveitou para defender mudanças na legislação no país, que possam facilitar investimentos da empresa no setor. Um dos aspectos mencionados por ele é a dificuldade de importação de gás liquefeito, bem como uso de terminais. Mas a companhia não pretende direcionar seus esforços apenas

na área de gás. Outro leilão no qual estuda participação é o leilão de geração de energia elétrica A-3, marcado para agosto, que vai comercializar projetos de térmicas a biomassa, usinas eólicas, PCHs e hidrelétricas, com fornecimento a partir de 2018. Ontem, Bähr participou do Innovation Day, evento promovido pela companhia para incentivar projetos de inovação no país. Na ocasião, o executivo foi questionado sobre o projeto da usina de São Luiz do Tapajós, no Pará, elaborado pelo governo, com previsão de capacidade instalada de 8.040 MW, e que atualmente não consegue licenciamento ambiental para ser leiloada. Ao ser questionado se o projeto, cujo leilão já foi adiado diversas vezes, devido à ausência de licenciamento ambiental adequado, ainda vale a pena, o executivo foi taxativo. "Como implementar Tapajós é uma discussão que deve ser feita. Mas se, no longo prazo, vale a pena para o país? Se é um recurso importante? Com certeza", afirmou ele. A Engie Brasil faz parte do grupo de estudos Tapajós, conjunto de empresas que se reuniram para elaborar estudo de viabilidade do projeto (Eletrobras, Eletronorte, EDF, Camargo Corrêa, Cemig, Copel, GDF SUEZ, Endesa Brasil e Neoenergia). (Valor Econômico - 11.06.2015)

Petrobras tem produção de gás natural no Brasil estável em maio

A Petrobras divulgou nesta sexta-feira, 12 de junho, os dados de sua produção própria de gás natural no Brasil em maio. A empresa produziu 73,5 milhões de metros cúbicos por dia, volume similar ao mês de abril. Já no exterior, a produção média do recurso foi de 15,3 milhões de metros cúbicos por dia, 3,2% acima dos 14,8 milhões produzidos no mês anterior. Esse aumento deveu-se, principalmente, pelo resultado dos poços no campo de Hadrian South, nos Estados Unidos. Já a soma da produção de petróleo e gás natural da estatal em maio, tanto no Brasil, quanto no exterior, alcançou 2,766 milhões de barris de óleo equivalente por dia, 0,7% abaixo ao volume produzido em abril, que foi de 2,785 milhões, porém 6,2% superior à produção de maio de 2014 (2,605 milhões). Apenas no Brasil, a Petrobras produziu em maio 2,574 milhões de barris de óleo equivalente por dia, 0,8% inferior à abril (2,596 milhões). Segundo a empresa, a produção foi impactada pela maior quantidade de paradas programadas de plataformas para manutenção no mês de maio em relação ao mês anterior. Esse efeito foi parcialmente compensado pela entrada em operação do sistema de produção antecipada do campo de Atapu (na área da cessão onerosa), com o FPSO Cidade de São Vicente, no pré-sal da Bacia de Santos. Além disso, foi recuperada a produção da plataforma P-58, na área conhecida como Parque das Baleias, na Bacia de Campos, após parada para manutenção concluída em abril. (Agência CanalEnergia - 12.06.2015)

OnCorp avalia entrar em leilões com usinas a gás

Tradicional investidor em termelétricas a diesel e óleo combustível, o grupo OnCorp planeja incluir projetos de geração térmica a gás natural nos próximos leilões de energia. O foco da empresa, porém, são projetos de menor porte, de até 50 MW de capacidade instalada, que podem ser atendidos diretamente por rede de dutos de distribuidoras, sem a necessidade de investimentos adicionais em infraestrutura de abastecimento de gás. A OnCorp é dona da térmica Xavantes (GO) e possui participação nas usinas Pau Ferro I (PE), Termomanaus (PE), Termoparaíba (PB) e Termonordeste (PB), totalizando 632 MW de capacidade instalada. As três primeiras são movidas a diesel e as duas últimas, a óleo combustível. A empresa também detém ativos operando em seis cidades no interior do Amazonas, sob contrato de locação para a Amazonas Energia, da Eletrobras. Questionado sobre o cenário atual do sistema brasileiro, formado por baixo nível dos reservatórios hidrelétricos e operação plena das térmicas, o executivo disse "não estou feliz que a situação hídrica esteja ruim, mas estou feliz porque o mercado está entendendo agora que a usina térmica é necessária e tem espaço na matriz energética". A experiência obtida com a operação da térmica de Xavantes e a troca dos motores da usina por equipamentos de menor porte levou o grupo a investir no mercado de usinas modulares e locação de grupos geradores. "Xavantes foi um laboratório para o grupo", explicou Brian Brewer, sócio-diretor da OnCorp, que criou uma subsidiária, a OnPower, para atuar na nova área de negócio. No Brasil, a OnPower está negociando contratos de locação de usinas modulares ligados a Olimpíada de 2016, no Rio de Janeiro. Na Argentina, a empresa já possui uma termelétrica de 25 MW, localizada perto do aeroporto de Ezeiza, em Buenos Aires. A companhia também vai instalar dois novos projetos de geração naquele país totalizando 35 MW, até o fim deste ano. E a empresa está negociando ainda a sua primeira usina modular a gás natural, com instalação prevista para abril do próximo ano. (Valor Econômico - 12.06.2015)

BTG avalia ampliar atuação em exploração

A BPMB Parnaíba, empresa do banco BTG Pactual com atuação em exploração e produção de gás no Maranhão, tem interesse em adquirir novas áreas na Bacia do Parnaíba. O diretor-executivo da companhia, Renato Jerusalmi, disse que a empresa está de olho em oportunidades de ampliar sua carteira exploratória na região e que já conversa com a Parnaíba Gás Natural (ex-OGX Maranhão), sua sócia em seis blocos na bacia, para formar um novo consórcio para participar da 13ª Rodada da ANP. De acordo com Jerusalmi, a intenção da BPMB é entrar sempre com participações minoritárias nos projetos. "Estamos em conversas com a Parnaíba Gás Natural, analisando oportunidades, mas não temos a intenção de nos tornarmos operadores", disse o executivo. Esta semana, o CNPE autorizou a realização da 13ª Rodada, em outubro. Segundo Jerusalmi, a expectativa é que,

nos próximos três meses, mais três descobertas sejam declaradas comerciais: Fazenda Chicote, Fazenda Santa Isabel e Fazenda Santa Vitória. Todas essas áreas fazem parte do plano do consórcio de elevar a capacidade de produção no Parnaíba de 6,4 milhões de m³ /dia para 8,4 milhões/dia em 2016. A declaração de comercialidade dos novos campos é essencial para atender a termelétrica Parnaíba II. Inicialmente prevista para 2014, a usina foi objeto de um termo de ajustamento de conduta (TAC) com a Aneel e teve sua operação comercial adiada para julho de 2016, em parte, porque a PGN não conseguiu assegurar o fornecimento de gás no prazo. Devido ao TAC, a Eneva fechou um acordo com a PGN e a BPMB, em abril, segundo o qual o consórcio concederá descontos de R\$ 308,8 mi no fornecimento de gás natural às usinas do complexo Parnaíba, devido aos efeitos do atraso na entrega do gás sobre a operação da usina. (Valor Econômico – 12.06.2015)

Petrobras recebe hoje as propostas pela Gaspetro

A Petrobras começa a receber hoje as propostas pelas 19 distribuidoras de gás reunidas na Gaspetro. Ainda estão em fase de formatação do modelo de venda outros ativos na longa lista prevista para desinvestimento da estatal, como a TAG (que será dividida em duas), Braskem e Transpetro, só para citar algumas. A abertura de capital da BR Distribuidora também está marcada para os próximos meses. A estatal divulgou que pretende arrecadar este ano US\$ 3 bi dos US\$ 15,1 bi que estima obter com vendas até 2016, deixando a maior parte para o próximo ano. Mas podem vir surpresas, como o valor aumentar caso a companhia encontre compradores para as áreas em um momento desafiador de queda de preços do petróleo. O Bank of America Merrill Lynch calculou o montante em US\$ 24 bi considerando a venda de participações de até 49% dos ativos de TAG, a BR Distribuidora, a participação de 66% no campo Carcará e 10% dos 40% detidos no campo de Libra. As vendas estão sendo conduzidas pela gerente executiva de novos negócios da Petrobras, Isabela Mesquita Carneiro, que responde diretamente ao diretor financeiro da estatal, Ivan Monteiro. Pela Gaspetro, as maiores apostas de oferta nesta sexta-feira estão sendo feitas na Mitsui e na Beijing Gas, mas também foram convidadas Marubeni, Itochu, Gas Natural e EDF, além da Gávea Investimentos, de Armínio Fraga. As participações da Petrobras nas transportadoras que trazem gás da Bolívia – TBG e GTB – e na TMN, TNG e TSB não serão vendidos e por isso serão separadas da Gaspetro. (Valor Econômico – 17.06.2015)

Ativos de da Petrobras gás têm interessados, mas formato preocupa

A venda dos ativos de gás natural da Petrobras está movimentando o setor e atraindo a atenção de investidores, tanto nacionais quanto estrangeiros. Mas a

percepção é que o modelo, focado em participações minoritárias, e as inúmeras incertezas regulatórias que envolvem o abastecimento do insumo podem depreciar o valor do negócio, disseram ontem especialistas em evento realizado pela Fiesp, em São Paulo. No setor de distribuição de gás canalizado, as negociações estão caminhando para a venda de uma participação de 49% na Gaspetro, subsidiária da estatal que tem participação em diversas distribuidoras estaduais, na condição de investidora individual, controladora com outros sócios ou minoritária. A Cosan, controladora da Comgás, está avaliando o ativo, disse ontem o diretor de relações institucionais da distribuidora de gás paulista, Carlos Eduardo Brescia. Mas, a princípio, a venda em bloco torna uma oferta pouco provável, ressaltou. Analistas de mercado apontam que a Comgás teria interesse pela Gás Brasileiro, que atua no interior paulista, e é integralmente detida pela Petrobras. A Cemig é outra empresa que já anunciou que avalia os ativos, mas que mostra preocupação com o formato da proposta. Apesar do ceticismo quanto ao formato, há interesse dos investidores, especialmente estrangeiros, nos ativos, disse Ricardo Pinto, da consultoria Gas Energy. No mercado, especula-se que a japonesa Mitsui, que já é sócia da Petrobras em algumas distribuidoras, é uma das principais interessadas. O conjunto de termelétricas da estatal, que tem mais de 7 gigawatts (GW) de capacidade, também está despertando bastante interesse. Hoje, algumas das usinas operam com gás vendido abaixo do valor praticado pelo mercado e, no caso daquelas atendidas por gás liquefeito importado, a estatal assume o prejuízo do combustível mais caro. Outra preocupação é em relação à intervenção do Tribunal de Contas da União. "A venda está ocorrendo de maneira negociada e não por licitação, o que pode abrir espaço para discussão", disse Ieda. Mendes, por sua vez, relativizou e afirmou que os desinvestimentos da estatal nos últimos anos não enfrentaram contestações. (Valor Econômico - 18.06.2015)

Usina de Uruguaiana interrompe operação

A operação da termelétrica de Uruguaiana, da AES Brasil, na fronteira do Rio Grande do Sul com a Argentina, está interrompida desde o fim de maio. O motivo, segundo informações do MME, é a indisponibilidade da malha dutoviária do país vizinho para o transporte do gás natural para a usina. "Com a aproximação do inverno, o consumo interno de gás natural na Argentina fica mais elevado em função do aumento da demanda por calefação. Nesse sentido, a disponibilidade da malha de gás foi gradativamente interrompida, o que levou à interrupção do fornecimento no mês de maio", informou o ministério, ao Valor. Segundo dados do ONS a termelétrica está sem produzir energia desde 30 de maio, por falta de combustível. O acionamento de Uruguaiana foi determinado em fevereiro, pelo governo, em caráter temporário e interruptível, para ampliar a segurança do suprimento de energia no país. Na época, o sistema atravessava

o momento mais crítico da crise energética, quando o risco de déficit para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o principal do país, havia alcançado 11,1%, pelo cálculo tradicional. Devido a logística complexa para a entrega de gás para Uruguaiana, os detalhes da operação foram negociados em âmbito governamental entre Brasil e Argentina. Por falta de rede própria no país, a usina era abastecida por gás natural liquefeito importado pelo Brasil, mas entregue em terminais argentinos, por onde o combustível seguia por dutos até a térmica. A AES Brasil informou que a empresa trabalha para retomar a operação da usina em setembro. A térmica tem 640 MW de capacidade instalada, mas estava operando este ano na faixa de 240 MW. Este foi o terceiro ano seguido em que o governo acionou a térmica, devido à situação crítica do nível dos reservatórios hidrelétricos. (Valor Econômico - 22.06.2015)

Comgás negocia fornecimento de térmicas para leilão

A Comgás negocia fornecimento de gás com térmicas que tem interesse de participar no leilão emergencial de energia marcado para o dia 3, disse ontem o diretor de relações institucionais da distribuidora, Carlos Eduardo Brescia, em evento realizado na Fiesp. "É difícil dizer se vai ser um leilão bem-sucedido, mas estamos olhando parceria para fornecimento", ressaltou. O certame prevê que as usinas devam começar a operar em janeiro de 2016, de forma a evitar os "apaguinhos" nos horários de pico no verão. Como o prazo de entrega da energia é bastante curto, há desafios para conseguir o suprimento de gás e as usinas têm que estar próximas dos chamados "city gates", pontos de abastecimento da distribuidora. No começo da semana, o secretário-executivo do MME, Luiz Eduardo Barata, disse que os empreendedores têm dificuldades de cadastrar os projetos por conta do prazo apertado de construção. A Comgás tem 1 milhão de metros cúbicos de gás excedente disponíveis para venda, equivalentes a cerca de 20% do volume comercializado em 2014. Em maio, a companhia já sinalizou que negociava com térmicas, tanto para esse leilão, quanto outros, com maior prazo para entrada em operação. (Valor Econômico - 18.06.2015)

Venda de ativos de geração termelétrica da Petrobras ainda não decolou

A Petrobras tem encontrado dificuldades para negociar a venda de seus ativos de geração termelétrica a gás natural no mercado, no âmbito do plano de desinvestimentos da companhia. Um dos principais obstáculos é que a proposta da estatal envolve a venda de participação minoritária, de até 49%, nos projetos. "A Petrobras quer continuar majoritária nos empreendimentos. E o investidor não tem interesse em adquirir um ativo para não ser o controlador, porque ele acredita que pode fazer uma gestão melhor do que a da Petrobras, senão ele não entraria no negócio", afirmou o representante de uma das empresas que tiveram

acesso à proposta da Petrobras para a venda de projetos termelétricos. As térmicas da Petrobras estão inseridas na área de negócios de Gás e Energia da estatal, da qual a companhia espera levantar a maior parte (40%) dos recursos com o plano de desinvestimentos, de cerca de US\$ 13,7 bi para o biênio 2015/2016. A estatal tem mais de 20 usinas, com capacidade instalada superior a 7GW. Com relação às distribuidoras de gás natural em que a Petrobras tem participação, a presidente da Gaspetro, braço de logística e distribuição de gás da estatal, Angélica Laureano, admitiu ontem que estão previstas operações de venda de ativos envolvendo a subsidiária. Ela, porém, assegurou que a estatal permanecerá com atuação no mercado de distribuição de gás natural. No mercado, comenta-se que a proposta da Petrobras é vender uma participação de 49% na Gaspetro. Nesse caso, a estatal continuaria controladora da empresa. Segundo uma fonte ligada ao comando da estatal, até o momento não há informações de proposta de venda de ativos da Petrobras na pauta da próxima reunião do conselho de administração da empresa, marcada para amanhã. No encontro, está previsto para ser discutido o aguardado Plano de Negócios 2015-/2019, porém o documento pode não ser aprovado no mesmo dia. O diretor de Gás e Energia da estatal, Hugo Repsold Junior, sinalizou ontem que o plano deve ser analisado pelo conselho na reunião. Ele defendeu ainda a operação contínua de térmicas para viabilizar economicamente as usinas a GNL. (Valor Econômico – 25.06.2015)

Bolognesi perto de fechar contrato de GNL

O grupo gaúcho Bolognesi prevê fechar até o fim de julho o bilionário contrato de longo prazo de suprimento de GNL para as duas termelétricas vencedoras do leilão de energia "A-5" de 2014. O contrato, de 25 anos de duração, é avaliado em cerca de US\$ 32 bi. Segundo o vice-presidente executivo da Bolognesi, Paulo Cesar Rutzen, o fornecedor, cujo nome não pode ser revelado, é um dos maiores do mundo, entre Total, ExxonMobil, Shell, Petronas, BG, BP e Chevron. Em outra frente de atuação, a Bolognesi planeja emitir debêntures de infraestrutura para financiar parte da construção dos empreendimentos. "Certamente vai haver debêntures de infraestrutura. É uma necessidade do projeto em função do tamanho. Até porque os itens financiáveis do BNDES e Eximbank não atingem a totalidade do funding de longo prazo", disse Rutzen. Segundo o executivo, as debêntures de infraestrutura poderão responder por cerca de 15% do investimento total previsto na construção das duas usinas e dos dois terminais de regaseificação, no Rio Grande do Sul e Pernambuco, da ordem de R\$ 6,6 bi. Pelo lado do capital próprio, Rutzen contou que a IFC, braço do Banco Mundial, está fazendo uma auditoria para adquirir até 10% de participação no capital das termelétricas. Ele disse ainda que um "eventual FIP" também pode ingressar no capital das térmicas. A Bolognesi avalia também vender alguns ativos para

garantir uma reserva de capital para fazer frente ao investimento, se houver necessidade. O grupo possui 15 usinas em operação no país, entre PCHs e térmicas a combustíveis fósseis, com um total de 1,2 mil MW de capacidade instalada. A companhia colocou à venda suas PCHs. A meta da Bolognesi é iniciar entre agosto e dezembro a construção das térmicas, localizadas em Rio Grande (RS) e Suape (PE). Cada usina terá entre 1,2 mil MW e 1,5 MW de capacidade, dependendo do modelo da máquina geradora, que está em negociação com a americana GE. Cada usina demandará 5,5 milhões de metros cúbicos diários de gás natural. Os terminais de regaseificação terão capacidade prevista de 14 milhões de metros cúbicos diários de gás, cada. Com isso, a Bolognesi estima que haverá um excedente de oferta de gás, pelos terminais, de pelo menos 17 milhões de metros cúbicos diários. A ideia é negociar esse volume no mercado de gás brasileiro. (Valor Econômico - 26.06.2015)

Petrobras reduz plano de investimento a US\$ 130 bi entre 2015 e 2019

O novo plano de negócios da Petrobras prevê uma redução de 37% nos investimentos se comparado ao planejamento anterior. Ao todo, a companhia anunciou aportes de US\$ 130,3 bilhões entre 2015 e 2019, ante os US\$ 206,8 bi previstos na carteira de projetos em implantação e licitação do plano anterior. O segmento de Exploração e Produção (E&P) concentrará 83% dos investimentos previstos, num total de US\$ 108,6 bi. 10% incluem investimentos no Comperj, no Rio de Janeiro, para recepção e tratamento de gás, manutenção de equipamentos, dentre outros. Ainda ao detalhar as fatias destinadas a cada segmento, no total de investimentos, a Petrobras informou que 5% será alocado em gás e energia, com US\$ 6,3 bi. (Valor Econômico - 29.06.2015)

Distribuidora de gás natural investe R\$ 288 mi para expandir rede no RS

A Sulgás, companhia de gás natural que tem como sócios o governo do Estado do Rio Grande do Sul e a Petrobras, vai ampliar em quase 50% a rede de distribuição nos próximos três anos. O pacote prevê um aporte de R\$ 288 milhões, dos quais R\$ 138 milhões financiados com recursos do BNDES e o restante em capital próprio. O objetivo é elevar a malha de gasodutos dos atuais 880 quilômetros para cerca de 1.300 quilômetros. Hoje, a rede está concentrada principalmente na região metropolitana de Porto Alegre. Só em 2015, o projeto inclui 137 novos quilômetros -no segundo semestre, será iniciada a obra que levará o combustível ao distrito industrial da cidade de Alvorada. Para poder suprir o aumento da demanda, no entanto, a empresa precisará buscar fontes alternativas ao gasoduto Brasil-Bolívia, que hoje já enfrenta um cenário restrito de oferta de gás natural para a região Sul do país. Uma das apostas é o terminal de gás liquefeito importado que o grupo Bolognesi planeja construir junto à

futura termelétrica de Rio Grande. A usina deverá consumir cerca de 5,5 milhões dos 14 milhões de metros cúbicos do terminal por dia. O excedente poderá ser comercializado. A Sulgás também lançou uma chamada pública para comprar biometano proveniente da decomposição de resíduos agroindustriais. (Folha de São Paulo - 06.07.2015)

Governo do Paraná e Copel lançam pedra fundamental da nova UTE Figueira

O governador Beto Richa e o presidente da Copel, Luiz Fernando Vianna, lançam na próxima quinta-feira, 9 de julho, a pedra fundamental da nova usina Figueira, na região do Norte Pioneiro, no Paraná. O evento marca o início da completa modernização da UTE Figueira, pertencente à Copel. Em operação desde 1963, a usina teve sua modernização orçada em R\$ 119 milhões, recursos que permitirão à unidade gerar mais energia sem aumentar o atual consumo de carvão mineral. Na mesma solenidade, será também inaugurada a linha de transmissão de energia recém-instalada entre as subestações Figueira e Londrina. O circuito tem 92 quilômetros de extensão e passa pelos municípios de Figueira, Sapopema, Assaí, São Jerônimo da Serra, Santa Cecília do Pavão, Nova Santa Bárbara e Londrina. O investimento da Copel na LT foi de R\$ 37 milhões. (Agência CanalEnergia - 08.07.2015)

Petrobras tem leve crescimento na produção de gás natural em junho

A Petrobras informou em comunicado ao mercado na última sexta-feira, 10 de julho, os dados sobre sua produção própria de gás natural no Brasil em junho. A companhia produziu 73,8 milhões de metros cúbicos por dia, 0,4% acima do total produzido em maio (que gerou 73,5 milhões de metros cúbicos por dia). Já a produção média do recurso no exterior alcançou 15,4 milhões de metros cúbicos por dia, volume praticamente estável em comparação a maio, que registrou 15,3 milhões de metros cúbicos por dia. Pelo segundo mês seguido, a soma da produção de petróleo e gás natural da empresa, tanto no Brasil, quanto no exterior, recuou. A produção em junho chegou a 2,746 milhões de metros cúbicos por dia, volume 0,7% abaixo da geração de maio, que foi de 2,766 milhões. No entanto, a Petrobras ressalta que a produção é 4,3% maior que a do mesmo período de 2014 (2,633 milhões). Somente no Brasil, a companhia produziu em junho 2,553 milhões de metros cúbicos por dia, 0,1% abaixo do volume registrado em maio (2,574 milhões). De acordo com a estatal, a produção de óleo e gás natural da empresa no Brasil foi impactada, principalmente, pela maior quantidade de paradas programadas para manutenção de plataformas no mês de junho. (Agência CanalEnergia - 13.07.2015)

Fitch: debêntures da UTE Pernambuco III estão em observação negativa

A Fitch Ratings colocou em "observação negativa" os ratings nacionais de longo prazo da primeira emissão de debêntures da Termelétrica Pernambuco III, no montante de R\$ 300 milhões. Segundo a agência de classificação de risco, a avaliação negativa reflete a potencial declaração de vencimento antecipado, em virtude do descumprimento de obrigações perante a Comissão de Valores Mobiliários. Caso o vencimento antecipado seja declarado, o emissor deverá efetuar o pagamento integral das debêntures em até três dias úteis. Em março de 2015, o saldo devedor era de R\$ 321,3 milhões. O emissor não dispõe de tais recursos. Logo, é provável que haja o inadimplemento perante a escritura. As obrigações descumpridas se referem a não entrega dos Formulários de Referência de 2014. Conseqüentemente, a CVM suspendeu o registro de companhia aberta da PE III em 25 de junho de 2015. A declaração de vencimento antecipado será determinada em assembleia geral de debenturistas, a ser realizada em 20 de julho. Caso não haja deliberação da assembleia, o agente fiduciário deverá declarar o vencimento antecipado da emissão. A observação negativa deverá ser resolvida após as conclusões da assembleia. (Agência CanalEnergia - 15.07.2015)

Petrobras executa 39,2% do orçamento total planejado para 2015 no primeiro semestre

A Petrobras, outra empresa sob investigação da Operação Lava Jato, executou, no primeiro semestre deste ano, R\$ 32,6 bi da dotação orçamentária de 2015, valor que representa 39,2% do total de R\$ 83,4 bi autorizado para ser investido no ano. Analisando o desempenho do MME, as estatais que compõe a pasta conseguiram executar 36,6% dos investimentos previstos, totalizando R\$ 34,5 bi de janeiro a junho de 2015. (Agência CanalEnergia - 03.08.2015)

Lucro líquido da Petrobras cai 43% no primeiro semestre

O lucro líquido da Petrobras recuou 43% no primeiro semestre do ano para R\$ 5,861 bilhões. O resultado reflete o aumento das despesas financeiras líquidas e o reconhecimento de despesa tributária de IOF. Esse impacto foi compensado pelo crescimento de 26% do lucro bruto para R\$ 47,972 bilhões, tendo em vista as maiores margens de venda dos derivados no mercado interno e o maior volume de exportação de petróleo aumento na produção. No segundo trimestre, o lucro líquido caiu mais forte, 90%, para R\$ 531 milhões. O ebtida ajustado nos seis primeiros meses do ano cresceu 35% para R\$ 41,289 bilhões. No trimestre, o ebtida teve queda de 8% para R\$ 19,711 bilhões. A área de Gás e Energia registrou lucro líquido 8% menor no semestre, alcançando R\$ 1,125 bilhão. O resultado foi afetado pela menor margem de comercialização de energia, com PLD menor; além de operações tributárias. Por outro lado, a empresa teve maior margem de

comercialização do gás natural, aumento no volume de vendas e reversão de provisão para perdas com recebíveis do setor elétrico. (Agência CanalEnergia – 06.08.2015)

Sócios da Petrobras vão reavaliar produção

A decisão da Petrobras de cortar em 37% os investimentos previstos para os próximos anos promete mudar não só a curva de produção da companhia, como de ao menos outras cinco petroleiras. Atrasos e suspensão de projetos, que levaram a estatal a reduzir em 1,4 milhão de barris/dia sua previsão de produção de petróleo para 2020, devem mexer com os negócios de empresas como Galp, Chevron, Barra Energia, Queiroz Galvão Exploração e Produção (QGEP) e Shell, que herdará os ativos da BG, todas elas sócias da brasileira. A lista de projetos suspensos pela Petrobras inclui a produção de áreas como Júpiter e Carcará, no pré-sal de Santos, e Maromba, na Bacia de Campos. Previstos para produzir entre 2018 e 2019, os três ativos foram retirados do horizonte até 2020 do plano da estatal, o que representará de dois a três anos de atraso, pelo menos, em seus respectivos cronogramas. Em meio à baixa dos preços do barril, a notícia não chega a ser ruim para algumas sócias, já que reduz os compromissos de investimentos das empresas num momento de receitas mais fracas. No bloco BM-S-24 (Júpiter), os efeitos do corte da Petrobras foram praticamente imediatos. A Galp já sinalizou que investimentos na perfuração de dois poços na área, previstos para este ano, e a declaração de comercialidade da área foram postergados. Se por um lado alivia o fluxo de investimentos das petroleiras num cenário de preços baixos, a suspensão dos projetos, por outro, mexe com as metas de crescimento da produção da Petrobras e parceiras. Com a possibilidade de mudanças do operador de Carcará e Júpiter, incluídos na venda de ativos da estatal, e sem um cronograma definido para essas áreas, as sócias ainda não sabem ao certo quando começarão a gerar receitas com os novos projetos, apurou o Valor. (Valor Econômico – 10.08.2015)

Disponibilidade de usinas da Eneva recua no 2º trimestre

O desempenho operacional das usinas da Eneva apresentou menor nível de disponibilidade no segundo trimestre do ano. A exceção ficou com a UTE Parnaíba I, que no período apresentou índice de 94%, ante os 81% do primeiro trimestre. A empresa explicou que esse resultado tem influência do processo de otimização de uso do gás natural com operação em substituição parcial pela UTE Parnaíba II, que tem contribuído para a retomada de altos índices, tanto que no mês de junho esse indicador ficou em 100%. A energia bruta nessa unidade ficou em 1.023,2 GWh, queda de 17,6%. Nas demais unidades a disponibilidade recuou ante o primeiro trimestre do ano. Na UTE Itaquí o índice trimestral foi de 74%,

ante 88% dos três primeiros meses do ano. Na unidade houve a manutenção não programada na caldeira e nos moinhos de carvão, além de restrições de operação pelo ONS. A energia bruta gerada na unidade ficou em 427,3 GWh, volume 37,4% menor que no período de janeiro a março. (Agência CanalEnergia - 14.08.2015)

Eneva: UTE Pecém II registrou o menor índice de disponibilidade

A UTE Pecém II registrou o menor índice de disponibilidade no trimestre, de 53%, resultado de paradas em abril e maio para a retirada das cinzas da caldeira e antecipação da manutenção realizada na central a cada dois anos e que estava prevista para ser feita apenas no segundo semestre. Em abril a unidade apresentou disponibilidade de 41% e em maio de 29%, em junho o índice foi de 89% mesmo indicador apresentado no primeiro trimestre do ano. Com isso a energia bruta gerada somou 424 GWh, volume 39,1% abaixo do reportado no primeiro trimestre. Já na UTE Parnaíba III a geração bruta recuou 53,3% ante o primeiro trimestre, para 169 GWh apesar de a disponibilidade ter ficado em 89% no trimestre encerrado em junho. A explicação para a redução da energia gerada está no pedido do ONS. O destaque dado pela empresa foi o índice de disponibilidade de 100% da central no mês de abril, recuou para 69% em maio e voltou a subir em junho para 98%. (Agência CanalEnergia - 14.08.2015)

Produção de gás natural da Petrobras em julho no Brasil cresce 0,9%

A Petrobras divulgou em comunicado ao mercado na última terça-feira, 18 de agosto, os dados sobre sua produção própria de gás natural no Brasil em julho. De acordo com a estatal, foram produzidos 74,5 mi de metros cúbicos por dia, valor 0,9% acima do total produzido em junho, que registrou 73,8 mi de metros cúbicos por dia. No entanto, a produção média do recurso no exterior atingiu 15,1 milhões de metros cúbicos por dia, o que significa uma queda de 2% se comparado a junho, que alcançou 15,4 milhões de metros cúbicos por dia. Diferente do cenário apresentado nos últimos meses de maio e junho, a produção de petróleo e gás natural da companhia, tanto no Brasil, quanto no exterior, cresceu 1,8%. O volume atingido em julho chegou a 2,796 milhões de barris de óleo equivalente por dia. A produção é 3,6% maior que o mesmo período de 2014, que foi de 2,699 milhões de barris de óleo equivalente por dia. Apenas no Brasil, a empresa produziu no mês de julho 2,611 milhões de barris de óleo equivalente por dia, 2,3% superior ao mês anterior (2,553 milhões). Segundo a companhia, a produção de óleo e gás natural da estatal no Brasil sofreu impacto positivo, principalmente, pela entrada em produção de novos poços nas plataformas da Bacia de Campos (RJ) e no FPSO Cidade de Mangaratiba, ancorado na área de Iracema Sul, no pré-sal da Bacia de Santos. (Agência CanalEnergia - 19.08.2015)

Mais gás para o complexo termelétrico do Parnaíba

A Parnaíba Gás Natural, no Maranhão, comemorou na última quarta-feira, 26 de agosto, a declaração de comercialidade da descoberta de mais um campo de produção na Fazenda Santa Vitória (MA). Batizado de Gavião Vermelho, o novo campo contribuirá para ampliar a capacidade de produção de gás da PGN. Com isso, a companhia consolida um modelo de negócio que pode ser a solução para a viabilização de novas térmicas a gás no Brasil. Hoje a limitada oferta de gás e gasodutos impedem o crescimento desse mercado no país. "Acreditamos que a estratégia de "gas to wire" é uma estratégia vencedora", afirmou Pedro Zinner, CEO da Parnaíba Gás Natural. Segundo o executivo, as estações de tratamento de gás ficam a 800 metros do complexo termelétrico, que hoje opera com 908 MW de capacidade - com mais 518 MW em desenvolvimento. O volume estimado de gas in place de Gavião Vermelho é de 2,65 bilhões de metros cúbicos de gás. Esta é a quarta declaração de comercialidade da PGN este ano. (Agência CanalEnergia - 27.08.2015)

Parnaíba Gás Natural deve atingir a marca de 100 poços perfurados em 2015

Os campos de Gavião Vermelho, Gavião Branco Sudeste, Gavião Branco Norte e Gavião Caboclo se juntam aos campos de Gavião Real, Gavião Branco e Gavião Azul, permitindo que a Parnaíba Gás Natural alcance a meta de elevar sua capacidade de produção em 70%, passando de 4,9 milhões de metros cúbicos por dia para 8,4 milhões de metros cúbicos por dia a partir de julho de 2016. Juntos, os sete campos têm volume estimado de gas in place de 26,2 bilhões de metros cúbicos. Para atingir essa meta, a PGN está conduzindo a maior campanha privada de perfuração onshore do Brasil neste ano, com volumes de investimentos estimados em R\$ 1 bi. Em 2015, a empresa deve atingir a marca de 100 poços perfurados na Bacia do Parnaíba. "O custo de perfuração de um poço era de US\$ 7,5 mi, hoje a gente está fazendo isso a US\$ 5,5 mi, 40% mais baixo que o preço inicial. Isso gera vantagem comparativa", disse Zinner. (Agência CanalEnergia - 27.08.2015)

Para conter gastos, PE estuda privatização da Copergás

Diante de um horizonte de retração da economia neste e no próximo ano, o governo de Pernambuco ampliou a meta de contingenciamento de gastos de R\$ 320 milhões para R\$ 920 milhões. Em paralelo, o governador Paulo Câmara (PSB) também estuda uma reforma administrativa no Estado e a privatização da estatal Copergás, cujos demais sócios são a Gaspetro (da Petrobras) e a japonesa Mitsui. A decisão sobre a extinção de pastas deve sair no fim do ano, mas a definição sobre a venda da Copergás pode demorar mais. Apesar da pressão para fortalecer o caixa do Estado, o governo pondera internamente que as condições de mercado não são ideais, já que a própria Gaspetro está querendo se desfazer

de 49% das ações que possui nas distribuidoras de gás. O governo também avalia que a Copergás pode ser melhor avaliada, quando concluída a obra do gasoduto que liga os municípios de Carruaru, no agreste de Pernambuco, e Belo Jardim, no sertão. Thiago Norões, secretário de Desenvolvimento Econômico de Pernambuco, assume que a privatização da Copergás é estudada pelo Estado, mas diz que ela deve ocorrer "mais para frente". O governo do Estado tem 17% do capital total da Copergás e 51% do capital votante. A Gaspetro tem 41,5% do capital total e 24% do votante, posição acionária idêntica a da Mitsui. Caso leve adiante o plano de vender a fatia do Estado na empresa, os demais sócios terão direito de preferência na compra. (Valor Econômico - 28.08.2015)

Copergás lucrou R\$ 30,6 mi no ano passado, mas sofreu com efeitos da Operação Lava-Jato

No ano passado, a Copergás teve receita líquida de R\$ 770 milhões, alta de 21% em relação ao ano anterior. A empresa lucrou R\$ 30,6 milhões, avanço de 32,4%. A empresa tinha patrimônio de R\$ 219 milhões e seu maior compromisso financeiro no curto prazo, uma dívida com fornecedores, somava R\$ 65 milhões, valor quase equivalente ao que a companhia tinha em caixa. Sede da Refinaria Abreu e Lima e do Estaleiro da Atlântico Sul, Pernambuco sofreu bastante com os efeitos da Operação Lava-Jato e a consequente crise que se instalou nos setores naval e de óleo e gás, diz Márcio Stefani, secretário da Fazenda do Estado. (Valor Econômico - 28.08.2015)

Esperamos desoneração de híbridos e elétricos em 2015, diz Abeifa

Com a venda da BR Distribuidora adiada indefinidamente, a Petrobras vai se dedicar à venda da Gaspetro. Apesar de nove empresas terem manifestado, sozinhas ou por meio de associações, interesse na subsidiária que detém participações em quase todas as distribuidoras de gás canalizado do país, ficaram no páreo duas asiáticas: a chinesa Beijing Gas e a japonesa Mitsui. Esta última já é sócia da Petrobras em oito distribuidoras de gás no país.. A lista inicial de interessados pela Gaspetro incluía alguns gigantes como a franco-belga Engie (antiga GDF-Suez), a Gas Natural Fenosa (que controla a CEG Rio e a Gas Natural SPS), a americana Washington Gas, a Cosan (controladora da Comgás), a também japonesa Marubeni (que ficou em terceiro lugar na avaliação da Petrobras), além da Mitsui e da Beijing Gas. Como sócios investidores interessados em entrar como financiadores - e que desistiram sem avançar em propostas - estavam o Gávea Investimentos e o Canada Pension Plan Investment Board (CPPIB), que detém ativos de 268 bilhões de dólares canadenses. Segundo fontes ouvidas pelo Valor, alguns interessados pela Gaspetro buscavam mais

poder na empresa do que a Petrobras está disposta a conceder a um minoritário. (Valor Econômico – 09.09.2015)

JP Morgan e a Brasil Plural: US\$ 2,6 bi é o valor contábil da área de distribuição da Gaspetro

O JP Morgan e a Brasil Plural estimam em US\$ 2,6 bilhões o valor contábil da área de distribuição da Gaspetro, com base no exercício de 2014. Se a Petrobras optar por vender 49% da subsidiária, poderia arrecadar US\$ 1,3 bilhão, mas o Ebitda da estatal seria reduzido em até US\$ 1 bilhão por ano, segundo o JP Morgan. O plano de venda de ativos da Petrobras - de US\$ 58 bilhões até 2019 - é considerado uma oportunidade para atrair investimentos para o setor em um momento em que a estatal perdeu fôlego e foca na exploração e produção do pré-sal, ao mesmo tempo em que a dívida aumenta com a desvalorização do real. Mas o modelo de venda, no qual a Petrobras quer se manter na gestão do negócio, não atraiu os grandes operadores mundiais acostumados a movimentar volumes gigantescos de gás, como a Gas Natural Fenosa e a Engie. O assunto foi levado ao Ministério da Fazenda, que delegou ao secretário de Acompanhamento Econômico (SEAE), Paulo Correa, a missão de acompanhar a venda de ativos da Petrobras junto com o Ministério de Minas e Energia. Correa é especialista em regulação e política da concorrência e, quando esteve no Banco Mundial, estudou formas de fortalecer investimentos em infraestrutura no país. O monopólio da Petrobras no gás natural é absoluto. A estatal é de longe a maior produtora de gás - salvo exceções como a Parnaíba Gás no Maranhão e a Queiroz Galvão com o campo de Manati -, a única transportadora e participa da distribuição. Também é a única supridora dos combustíveis substitutos. Não são conhecidos os preços que a Petrobras cobra pelo gás usado para gerar energia nas suas próprias termelétricas e nem o preço de transferência do insumo para as fábricas de fertilizantes (Fafens). (Valor Econômico – 09.09.2015)

UTE Rio Grande, da Bolognesi, é autorizada a emitir debêntures

O MME classificou nesta terça-feira, 15 de setembro, como prioritário o projeto da UTE Rio Grande (RS-1.238 MW), de propriedade da Bolognesi. A térmica sagrou-se vencedora do leilão de energia nova A-5, realizado em 28 de novembro de 2014. Além disso, o MME enquadrou as eólicas Ventos de São Clemente 1 (30 MW), 2 (30 MW), 3 (30 MW) e 4 (20 MW). As eólicas ficam localizadas em Pernambuco e foram licitadas no leilão de energia A-3, realizado em 6 de junho de 2014. Outro projeto que recebeu o aval como prioritário foi o das EOLs Umburanas 8 (24,3 MW), 9 (18 MW) e 10 (21 MW), na Bahia. As usinas tiveram sua licitação no leilão de energia A-5, ocorrido em 13 de dezembro de 2013. Dessa

forma, todas os projetos citados estão autorizados a captar recursos por meio de emissão de debêntures de infraestrutura. (Agência CanalEnergia - 15.09.2015)

Petrobras eleva em 3,6% produção de gás natural em agosto

A Petrobras divulgou através de comunicado ao mercado nesta quarta-feira, 16 de setembro, as informações sobre sua produção própria de gás natural no Brasil registrada no mês de agosto. Segundo a empresa, foram produzidos 77,2 milhões de metros cúbicos por dia, valor que supera em 3,6% o mês anterior, que alcançou 74,5 milhões de metros cúbicos por dia. Também teve crescimento a produção do recurso gerada pela companhia no exterior, com 15,4 milhões de metros cúbicos por dia, o que representa elevação de 1,9% em comparação a julho, que alcançou 15,1 milhões de metros cúbicos por dia. De acordo com a empresa, o crescimento reflete a entrada em operação em 31 de julho do FPSO Cidade de Itaguaí, ancorado em Iracema Norte, no pré-sal da Bacia de Santos. Adicionalmente, a retomada da operação de plataformas que estavam com paradas programadas para manutenção também foi um fator que contribuiu com o bom desempenho do mês. Já a melhora na produção da Petrobras no exterior deveu-se, principalmente, ao retorno das operações da plataforma do Campo de Saint Malo, no Golfo do México norte-americano. (Agência CanalEnergia - 16.09.2015)

Petrobras anuncia entendimentos avançados para venda de 49% da Gaspetro

A Petrobras divulgou, no fim da manhã de terça-feira (22), nota informando que está “em negociações finais” para a venda de 49% da Gaspetro, subsidiária da estatal para o setor de gás, para a Mitsui Gas e Energia do Brasil. No comunicado, a empresa informa que a operação foi realizada por meio de processo competitivo e que a transação faz parte do Programa de Desinvestimentos previsto no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019. A nota esclarece ainda que a conclusão da transação está sujeita à aprovação de seus termos e condições finais pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração da Petrobras, assim como dos órgãos reguladores competentes. A empresa acrescenta que “fatos relevantes sobre esse tema serão tempestivamente comunicados ao mercado”. Com o Programa de Desinvestimento, a Petrobras, que enfrenta problemas de fluxo de caixa, espera vender ativos que totalizarão US\$ 15 bilhões nos próximos dois anos. O valor da transação não foi revelado pela companhia. Maior produtora de gás natural do país e única empresa responsável pela distribuição do produto, a Petrobras vinha avançando nos últimos anos também no setor de distribuição, onde já detinha, com a Gaspetro, participação na maioria das empresas do país. (Agência Brasil - 22.09.2015)

Dona do Gasbol, TBG quer expandir atuação no país

Proprietária e operadora do trecho brasileiro do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), a TBG planeja expandir sua atividade, até então restrita ao duto de 2,6 mil quilômetros, de Corumbá (MS) a Canoas (RS). Com o espaço aberto pela Lei do Gás, a estratégia da companhia é aproveitar o conhecimento obtido nos últimos 15 anos para diversificar e ampliar os negócios, nas áreas de transporte de gás natural, construção e operação de dutos, engenharia e serviços, entre outros. A companhia, inclusive, procura sócios para investir no Brasil. "A TBG está constantemente atenta às movimentações de mercado e conversando com todos para se colocar como uma empresa que tem todas as condições de engatar nesse segundo salto [do aumento da produção de gás natural no Brasil, prevista para os próximos anos]", afirmou o diretor superintendente da companhia, Ubiratan Clair, ao Valor. O primeiro passo na nova estratégia foi dado há alguns meses, com a assinatura de um contrato de transporte de gás natural, na modalidade interruptível com a Tradener, tradicional comercializadora de energia que planeja entrar no negócio de compra e venda de gás para consumidores livres. Foi o primeiro contrato do tipo no país. "Hoje temos dois clientes: a Petrobras e essa empresa, que tem um contrato interruptível, dentro dessa legislação nova. E estamos conversando com outros que estão interessados em fazer negócios com a TBG", afirmou. (Valor Econômico - 28.09.2015)

TBG também foca nos leilões para a construção de gasodutos

Outro foco da TBG são os leilões para a construção de gasodutos. "Todos os funcionários da TBG se sentem preparados para entrar como uma das empresas, associada ou não, que vai disputar os futuros bids [leilões] de concessão de dutos, que estão projetados para acontecer nos próximos anos", disse. "Estamos conversando com muitas empresas, não só do Brasil, interessas em investir aqui", completou o executivo. O primeiro leilão, que deve ocorrer em 2016, vai ofertar a concessão do gasoduto Itaboraí-Guapimirim (RJ), orçado em R\$ 112 milhões. Nesse caso, porém, como o carregador [usuário] do duto provavelmente será a Petrobras, a TBG, da qual a estatal possui 51%, por meio da Gaspetro, não poderá ser acionista com participação relevante no empreendimento, devido a uma regra determinada pela ANP. "Dependendo do processo, podemos participar em um consórcio, em uma joint-venture, com uma participação minoritária, não seríamos um sócio relevante". Questionado se o plano de desinvestimentos da Petrobras pode influenciar na nova estratégia da TBG, Clair explicou que, como a empresa possui outros acionistas relevantes, não deverá haver alteração nos rumos do negócio. "Não é uma situação onde a Petrobras teria 100% e buscaria outros sócios para ter mais parceiros. Mesmo que haja alguma movimentação entre os sócios, um pouco mais, um pouco menos, o direcionamento da companhia vai continuar", afirmou. Os outros acionistas da TBG são a BBPP Holdings (29%), a YPFB Transporte do Brasil Holding (12%) e a GTB-TBG

Holdings (8%). No ano passado, a TBG alcançou receita líquida de R\$ 1,04 bilhão e lucro de R\$ 264 milhões, com alta de 16% sobre 2013. (Valor Econômico - 28.09.2015)

CEB estuda venda de ativos de gás e geração de energia

A diretoria da Companhia Energética de Brasília (CEB) iniciou estudos para analisar oportunidades de venda de ativos de gás e geração de energia. Segundo a empresa, a operação teria a finalidade de “sanear” a CEB Distribuição, criando “condições de retomar os investimentos necessários para a expansão de sua rede de energia, bem como assegurar a adequação na prestação dos serviços objeto da concessão”. (Valor Econômico - 28.09.2015)

MME autoriza Compagás a importar GNL

O MME autorizou, no dia 30 de setembro, que a Compagás importe GNL de qualquer país. O aval permite que a empresa compre um volume de 1,17 milhão de m³ do recurso por ano, o equivalente a 1,9 milhão de m³ de gás natural por dia. O GNL chegará no Brasil pelos portos do Rio de Janeiro, Ceará e da Bahia. As especificações técnicas do gás natural deverão estar de acordo com a Resolução nº 16 da ANP, de 17 de junho de 2008. A autorização possui validade até 30 de setembro de 2017. (Agência CanalEnergia - 01.10.2015)

Copagaz construirá duto para receber GLP da Refap

A ANP autorizou a Copagaz a construir um duto para transferência de GLP da Refinaria Refap até a base da distribuidora no município de Canoas, no RS. O duto, de 928 m, terá capacidade para transportar 200 m³/hora de GLP, de acordo com despacho divulgado nesta quinta-feira (1/10) no DOU. O equipamento será constituído de aço carbono API-5L, com 6” de diâmetro. Além disso, as operações de transferência do combustível terão pressão de 12 a 15 kgf/cm² e temperatura entre 30° e 45°. Em fevereiro do ano passado, a Consigaz também recebeu aval da ANP para construir um duto para receber o GLP produzido na Refap. A capacidade de escoamento do projeto foi calculada em 205 m³/h. (Agência Brasil Energia - 02.10.2015)

Comgás viabiliza obra emergencial de abastecimento de água em SP

Em obra que durou 40 dias, a Comgás conseguiu instalar 2,2 km de tubulação de gás natural para alimentar um sistema de geração elétrica que serve ao bombeamento de água entre duas represas. Os dois mananciais se tornaram

críticos para abastecimento da capital paulista, castigada por severa crise hídrica. O tempo de execução da obra é considerado recorde pela distribuidora, que passou a fornecer 1,2 mi de m³/mês a um conjunto de 12 motogeradores que somam 15 MW de capacidade. Esses equipamentos foram locados pela Sabesp junto à Aggreko. Esse volume é suficiente para abastecer 100 mil residências. O ramal que abastece o conjunto elétrico fica no município de Rio Grande da Serra, e partiu do sistema da Comgás que abastece a região do Grande ABC. Foi utilizada a técnica Hot Tap para efetivar conexão, procedimento que permite executar os trabalhos sem que seja necessário interromper o fluxo de gás da rede principal, segundo explica Marco Antonio Coutinho, gerente de Projetos Especiais da concessionária. Ele ressaltou, ainda, o custo-benefício do gás natural em relação ao Diesel pelo fator custo e pela mitigação de riscos como fornecimento contínuo e baixo impacto ambiental. A alternativa de suprimento por rede elétrica, complementa Coutinho, foi descartada porque não havia viabilidade financeira e técnica para executá-la no prazo exigido pelo empreendimento da Sabesp, a começar pelo trâmite do licenciamento ambiental. De acordo com a companhia de abastecimento, a interligação do sistema Rio Grande com o do Alto Tietê é a obra mais importante de 2015. Em torno de 4.000 l/s de água passaram a ser transferidos ao longo de 10,5 km de tubulações. O desembolso como um todo ficou em de cerca de R\$ 130 mi. (Agência Brasil Energia – 02.10.2015)

Carlos Eduardo Duff é novo diretor da Bahiagás

A Bahiagás nomeou Carlos Eduardo Duff para o cargo de diretor Técnico e Comercial da companhia. Duff substituiu Eduardo Lima Barretto, que se aposentou após trabalhar por nove anos no cargo da distribuidora, e representa a acionista Gaspetro na diretoria da Bahiagás. O novo diretor será responsável pelas gerências de Grandes Clientes, Comercial e Varejo, Engenharia, Operação e Manutenção, Mercado e Pós-Venda e Assessoria de Tecnologia de Gás Natural. (Agência Brasil Energia – 02.10.2015)

Térmica Tecipar é classificada no Reidi em São Paulo

O MME aprovou na última sexta-feira, 2 de outubro, o enquadramento ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura da UTE Tecipar, em São Paulo. Serão implantadas três turbinas, que somam 4,2 MW de capacidade instalada. As obras foram iniciadas em 12 de junho de 2015, e vão até 31 de dezembro desse ano. O investimento aplicado no projeto totaliza R\$ 9,3 mi, sem impostos. Ainda em São Paulo, o MME enquadrou a usina solar fotovoltaica Dracena 4 no Reidi. Trinta unidades geradoras serão construídas, com potência total de 30 MW. O período de execução das obras será de 17 de agosto de 2016 a

31 de julho de 2017. O empreendimento teve um custo de R\$ 150,4 mi, sem a contabilização de impostos. (Agência CanalEnergia – 05.10.2015)

Compagás chega a 30 mil clientes em setembro

A Compagás registrou em setembro a marca de 30 mil clientes conectados à malha de gás natural da companhia. Segundo a distribuidora de gás, dos 30.100 clientes, o segmento residencial é o de maior representatividade em número de clientes, sendo 98% do total, ainda que corresponda a cerca de 1% do total comercializado. (Agência Brasil Energia – 07.10.2015)

Imetame também busca oportunidades de geração a gás

A Imetame é outra empresa que busca oportunidades de geração a gás. A companhia, que arrematou quatro concessões na 13ª Rodada, nas bacias do Recôncavo e Potiguar, declarou a comercialidade de três campos na Bahia (Cardeal Amarelo, Cardeal Amarelo Oeste e Cardeal do Nordeste) este ano e está investindo R\$ 100 mi num projeto integrado de geração térmica. A usina, batizada de Prosperidade I, de 28 MW, foi negociada no leilão A-3, de agosto. Roberto Baptista, diretor da Imetame Energia, conta que metade dos blocos adquiridos na 13ª Rodada está nas proximidades de descobertas recentes de gás natural da companhia e que investir em geração está no foco da empresa. "No Brasil, existem poucas opções de monetização de descobertas de gás. A geração termelétrica de pequeno porte surge como alternativa, sem falar que amplia nossos ganhos econômicos com a receita da energia comercializada. Faz parte do nosso know how e estamos atentos a isso", disse Baptista. A Imetame estuda ampliar a usina de Prosperidade, que consumirá inicialmente 140 mil m³ diários de gás do campo de Cardeal do Nordeste. A produção de 50 mil m³ /dia em Cardeal Amarelo e Cardeal Amarelo Oeste, segundo ele, deverá ser comprimida e transportada por carretas para o mercado não-termelétrico local. Baptista acredita que o campo de Cardeal do Nordeste tenha capacidade para dobrar o fornecimento para Prosperidade, mas a empresa avalia té mesmo triplicar a potência instalada da usina. (Valor Econômico – 13.10.2015)

Eneva observa novas oportunidades de geração a gás

A Eneva, dona das térmicas do Complexo Parnaíba, é outra que sinaliza estar de olho em novas oportunidades de geração a gás. A companhia, ex-MPX, compra hoje gás dos campos do consórcio operado pela PGN, em sociedade com a BPMB Parnaíba, do banco BTG Pactual, mas indica que quer gerar pelo menos parte de seu consumo. A empresa de energia elétrica entrou no setor de exploração e produção com esse objetivo. A Eneva, como Parnaíba Participações, se associou ao BPMB em um bloco no Maranhão. Com isso, a empresa espera "aumentar seu

conhecimento sobre os recursos existentes na região da Bacia do Parnaíba, onde também estão localizados blocos exploratórios de onde é fornecido gás natural para o suprimento das usinas termelétricas do Complexo Parnaíba", citou a Eneva, em nota ao mercado. (Valor Econômico - 13.10.2015)

Neogás visa mercados da América do Norte

A fornecedora brasileira de GNC, Neogás, controlada pela gestora americana de private equity GEF, prepara uma ampliação de suas atividades fora do país, principalmente nos Estados Unidos e no México. O objetivo da empresa é aproveitar o potencial do mercado industrial americano, abastecido pelo competitivo "shale gas". No México, um dos principais alvos é o mercado de gás natural veicular. A escolha de Paul Grady, novo presidente da Neogás que assumiu o cargo há duas semanas, faz parte da estratégia de ampliar os negócios em território americano. Com experiência de 25 anos no mercado de energia, Grady se aposentou no início deste ano da AmeriGas. Ele acumulará a presidência da Neogás e o cargo de principal executivo da empresa nos Estados Unidos ("country manager"). Além dos dois países, a companhia já possui escritórios e negócios na Colômbia e Peru. (Valor Econômico - 13.10.2015)

Com novas estratégias para América do Norte, Neogás pretende manter operação no Brasil

No Brasil, a estratégia da Neogás é manter suas operações, voltadas principalmente para os mercados industrial, veicular e de distribuidoras de gás natural. Nesse último negócio, a Neogás é contratada pela distribuidora para fornecer gás em regiões onde não há gasodutos. O insumo é transportado em cilindros por caminhões. Outro nicho que tem atraído o interesse da companhia no Brasil são os novos produtores de gás natural em terra, vencedores das últimas licitações de blocos exploratórios da ANP. A estratégia da empresa é fazer o transporte do gás produzido por essas companhias em áreas remotas e sem acesso a gasodutos. A Neogás atende os segmentos industrial, veicular, comercial, residencial e projetos de geração de energia. O modelo de negócio consiste na produção dos equipamentos customizados para os clientes a partir de sua fábrica em Caxias do Sul, na Serra Gaúcha. Segundo Paul Grady, presidente da empresa, a unidade é o "coração" da empresa, onde são projetados e construídos os equipamentos. Por enquanto, a companhia não enxerga necessidade de construir uma nova fábrica. O GEF é acionista majoritário da Neogás, em sociedade com os fundadores da empresa, criada em 2000. Questionado sobre a possibilidade de fazer uma IPO da empresa no futuro, Grady explicou que essa é uma alternativa. "O negócio tem grande potencial para crescer globalmente. Somos ambiciosos e estamos focando grandes projetos no

futuro", completou, sem revelar o faturamento da companhia. (Valor Econômico - 13.10.2015)

Bahiagás pode travar venda da Gaspetro

Em mais um impasse envolvendo a venda de 49% da Gaspetro para a japonesa Mitsui, o governo da Bahia enviou uma notificação à presidente da empresa, Angélica Laureano, se dizendo contrário ao negócio. Na notificação, o secretário de Infraestrutura da Bahia, Marcus Cavalcanti, diz que a venda resultará, na prática, "em uma sub-rogação de direitos e obrigações intrínsecos ao Acordo de Acionistas, da qual decorrem efeitos diretos em relação ao Estado da Bahia". Cavalcanti, que também preside o conselho de administração da Bahiagás, afirma no documento que, como acionista majoritário da distribuidora, o Estado tem garantidos, no acordo de acionistas, poder de veto e de indicações para cargos de gestão. Respondendo a um pedido de entrevista, a assessoria de Marcus Cavalcanti informou em nota que "se a transação se configurar, a Mitsui será detentora de um poder administrativo maior do que o previsto no Acordo de Acionistas". E continua dizendo que "a função do Estado da Bahia é que os seus interesses na administração da empresa não sejam prejudicados". Uma fonte do setor com conhecimento da medida acha que outros Estados poderão adotar o mesmo procedimento da Bahia contra a venda da Gaspetro. A avaliação é que, por trás da reclamação, pode estar um suposto interesse até em vender uma fatia dessas empresas ou até privatizá-las para reforçar o caixa. A Gaspetro tem 41,5% da Bahiagás e na notificação o governo baiano procura enfatizar que a Lei 6.404/76 garante o controle da empresa pelo Estado. Ainda segundo o entendimento do secretário de Infraestrutura, a Mitsui não irá adquirir 49% da Gaspetro "para permanecer com os mesmos direitos que já possui nas sociedades, dentre as quais a Bahiagás". Procurada, a Petrobras respondeu que não iria se manifestar sobre o assunto. (Valor Econômico - 14.10.2015)

Petrobras afirma que reclamação sobre venda de Gaspetro não procede

A Petrobras afirma que a reclamação da Bahiagás sobre a venda da Gaspetro não procede porque o que está sendo vendido não é a participação isolada nas distribuidoras de gás da Bahia, mas uma participação minoritária na holding que reúne as fatias detidas em 20 distribuidoras de gás. No dia 22 de setembro a estatal informou que estava em negociação final com a Mitsui para a venda de 49% de uma holding que vai consolidar suas participações nas distribuidoras estaduais de gás natural. Ao anunciar o avanço das negociações com a Mitsui, que disputava no final com a chinesa Beijing Gas, a estatal informou que os termos e condições finais ainda precisavam ser aprovados pela diretoria executiva, conselho de administração e órgãos reguladores. Na revisão do plano

de negócios a empresa reduziu de US\$ 3 bi para US\$ 700 mi a arrecadação com desinvestimentos em 2015. Até o momento a Petrobras já obteve US\$ 126 mi com vendas de ativos. (Valor Econômico – 14.10.2015)

Prumo não vai prosseguir com contratos definitivos com Bolognesi para Porto do Açu

A Prumo Logística informou em comunicado ao mercado nesta sexta-feira, 16 de outubro, que não vai dar continuidade aos contratos definitivos previstos no memorando de entendimentos firmados com a Bolognesi Energia, para o desenvolvimento de projetos de gás natural no Porto do Açu, em São João da Barra (RJ). O memorando havia sido assinado no final de abril e tinha como principal projeto a construção de uma termoelétrica a gás e na instalação de uma unidade regaseificadora flutuante de GNL. A Bolognesi iria alugar uma área de até 400.000 m² no porto por 25 anos. A usina aguardava licença ambiental. De acordo com a Prumo, apesar do fim da parceria com a Bolognesi, ela vai continuar avançando com os estudos e negociações relacionados ao Hub de Gás do Açu, especialmente em razão das vantagens competitivas do Porto decorrentes da localização e de sua infraestrutura já existente. (Agência CanalEnergia – 16.10.2015)

Petrobras estuda alugar parte de terminais de GNL para importadores

A Petrobras estuda alugar parte de sua infraestrutura de regaseificação de GNL para outros importadores interessados, afirmou nesta quarta-feira o gerente executivo de marketing e comercialização da área de gás e energia da estatal, Álvaro Tupiassú. Segundo ele, a ideia é aproveitar a ociosidade dos terminais de GNL da companhia atualmente. “Isso [o aluguel dos terminais de regaseificação GNL] está sendo estudado, avaliado”, afirmou Tupiassú, durante o XVI Congresso Brasileiro de Infraestrutura, no Rio de Janeiro. “Hoje a Petrobras tem uma capacidade [de regaseificação], com dados que são de conhecimento público, de 40 milhões de metros cúbicos/dia e tem usado em torno de 20 milhões de metros cúbicos/dia”, completou. (Valor Econômico – 21.10.2015)

Petrobras confirma venda de 49% da Gaspetro à Mitsui por R\$ 1,9 bi

A Petrobras confirmou na noite desta sexta-feira que o conselho de administração da companhia aprovou a venda de 49% da Gaspetro para a Mitsui Gás e Energia do Brasil. O valor total da operação é de R\$ 1,9 bi, que representa o montante no momento do fechamento da operação, previsto para dezembro de 2015. A aprovação do negócio pelo conselho de administração da Petrobras foi antecipada pelo ValorPRO. “Esta operação, realizada através de processo competitivo, faz parte do Programa de Desinvestimentos previsto no Plano de

Negócios e Gestão 2015-2019”, informou a Petrobras, em fato relevante, ressaltando que a conclusão do negócio está sujeita a determinadas condições precedentes usuais, incluindo a aprovação pelos órgãos competentes. No documento, a estatal resalta ainda que a Mitsui já possui participação societária em oito companhias estaduais de distribuição de gás natural no país. Antes da divulgação do fato relevante confirmando a negociação com a Mitsui, a Petrobras informou que o conselho aprovou a cisão parcial da Gaspetro com o objetivo de segregar os ativos e passivos relacionados ao negócio de distribuição de gás natural dos demais ativos e passivos da empresa. Com isso, a Gaspetro se tornará uma holding que consolidará as participações da Petrobras nas distribuidoras de gás natural. O conselho também aprovou a criação de uma nova subsidiária integral da Petrobras, chamada “Petrobras Logística de Gás”, que receberá os ativos e passivos não relacionados ao negócio de distribuição de gás natural segregados da Gaspetro. (Valor Econômico - 23.10.2015)

Copel e a aposta no gás

Desde 2014, a oportunidade de explorar hidrocarbonetos na região Oeste do Paraná levou a Copel a liderar a criação de uma sociedade de propósito específico, a Paraná Gás, que começa a atuar em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural convencional em blocos da Bacia do Paraná, na região central do Estado. A nova empresa marcou a entrada efetiva da Copel no mercado de prospecção de gás natural. "O gás natural é uma fonte de energia com grandes perspectivas de crescimento no Paraná e no Brasil", afirma o presidente da Copel, Luiz Fernando Vianna. Há duas semanas, Vianna integrou uma comitiva do Governo do Paraná à Rússia para prospectar fornecedores. "A Copel vem apostando neste setor já há alguns anos, com a compra de gás para geração de energia, distribuição por meio da participação societária na Compagás e, mais recentemente, com a prospecção de gás natural convencional na região central do Paraná", observou. (Agência CanalEnergia - 26.10.2015)

Petrobras é condenada a pagar R\$ 566 milhões por gás da Fafen

As participações da Petrobras na distribuição de gás tornaram-se uma dor de cabeça para a direção da estatal, no momento em que acertou a venda de 49% da Gaspetro para a Mitsui. O negócio foi fechado em R\$ 1,9 bi e vai colocar os japoneses em 20 distribuidoras de gás do país. Na semana passada, a estatal foi condenada a pagar indenização de R\$ 566,67 mi pela prestação de serviços de gás canalizado à Fafen, no Polo Petroquímico de Camaçari (BA), uma prática considerada "inconstitucional". A decisão é resultado de uma Ação Civil Pública protocolada pela Agerba, em junho de 2006, cuja sentença foi publicada no dia 22 de outubro. A estatal pode recorrer. O valor da indenização foi calculado com

base nas quantidades consumidas pela Fafen entre 1993 e 2014 multiplicada pelas margens praticadas pela distribuidora Bahiagas, atualizadas monetariamente pelo IPCA. A estatal também foi condenada a pagar "reparação dos danos a serem apurados em liquidação de sentença" pelos períodos de 14 de junho de 2001 a 31 de dezembro de 2008 e de 1 de "pelos mesmos critérios adotados em perícia". O governo da Bahia questiona, inclusive, se a Mitsui pode ou não estar na distribuição de gás, uma vez que, via a Mizha Participações, a japonesa tem 20% da ESBR, que controla a hidrelétrica de Jirau. O problema potencial é que em seu artigo 16, a Lei 10.438 proíbe que "concessionária e permissionária de serviço público federal de energia elétrica, bem como à sua controlada ou coligada, controladora direta ou indireta e outra sociedade igualmente controlada ou coligada da controladora comum", explorem o serviço de distribuição de gás canalizado. A exceção é para controlador, caso seja pessoa jurídica de direito público interno. O secretário de Infraestrutura da Bahia, Marcus Cavalcanti, que preside o conselho de administração da distribuidora baiana Bahiagas, considera a decisão boa para a Gaspetro, já que aumenta o volume de gás comercializado, atualmente na faixa de 3,5 milhões de metros cúbicos por dia considerando também o consumo de termelétricas. "Tão importante quanto a condenação é o fato de a empresa passar a receber um valor pelo direito de passagem desse gás a partir de agora. Isso dá outro valor para a Bahiagas", diz Cavalcanti. (Valor Econômico - 27.10.2015)

FUP entra na Justiça contra venda de fatia da Gaspetro

A FUP, entidade que reúne 14 sindicatos da categoria, ingressou ontem com ação civil pública na Justiça Federal contra a venda, pela Petrobras, de 49% das ações da Gaspetro para a Mitsui Gás e Energia do Brasil. Na ação, a instituição pede a paralisação do negócio, aprovado na sexta-feira pelo conselho de administração da estatal, sob pena de multa diária de R\$ 1 mi, em caso de descumprimento. Conforme antecipado na manhã de ontem pelo Valor PRO, serviço de informações em tempo real do Valor, um dos argumentos da FUP é o conflito de interesses envolvendo o presidente licenciado do conselho de administração da Petrobras, Murilo Ferreira, que também é diretor-presidente da Vale, parceira da Mitsui em uma série de empreendimentos, segundo a entidade. Além disso, a Mitsui é acionista da Valepar, holding que detém participação relevante no capital da mineradora. A FUP questiona ainda o valor da transação, de R\$ 1,9 bi, anunciado pela Petrobras. A entidade lembra que análises dos bancos JP Morgan e Brasil Plural indicaram que a companhia poderia obter até US\$ 1,3 bi (cerca de R\$ 5 bi) com o negócio. A federação ressalta também que a operação diminuirá a geração de receita da Petrobras em até US\$ 1 bi por ano. A FUP tem posição aberta contrária ao plano de venda de ativos da Petrobras, que prevê levantar

US\$ 15,1 bi em 2015 e 2016 e US\$ 57,7 bi ao longo de todo o período do plano de negócios e gestão, entre 2015 e 2019. (Valor Econômico – 27.10.2015)

Petrobras tem mais 26 ativos à venda

O conselho de administração da Petrobras aprovou uma lista de 26 ativos que podem ser vendidos, de diversas áreas de negócios da companhia, no âmbito do plano de desinvestimentos da estatal, que prevê arrecadar US\$ 57,7 bi no período 2015-2019. Segundo uma fonte a par do assunto, a lista não inclui a venda de 49% da Gaspetro, braço da estatal que concentra os ativos de distribuição de gás natural, e de uma fatia na BR Distribuidora. Questionada sobre quais áreas pertencem os 26 ativos, a fonte afirmou que são de várias unidades de negócios e que algumas negociações já foram antecipadas pela imprensa, porém, não detalhou os ativos e as áreas. Em reportagens recentes publicadas pelo Valor, algumas áreas colocadas à venda pela Petrobras foram a rede de postos de gasolina na América do Sul e o campo de Tartaruga Verde, previsto para entrar em operação em 2017, no pós-sal da Bacia de Campos. Com relação à reestruturação da estatal, de acordo com três fontes com conhecimento do assunto, a empresa planeja extinguir as sete diretorias executivas e criar quatro vice-presidências: Exploração e Produção (E&P); Desenvolvimento; Downstream (Refino e Abastecimento); e Financeira, além de manter a presidência, ocupada atualmente por Aldemir Bendine. (Valor Econômico – 30.10.2015)

Lucro líquido global da Gas Natural Fenosa cai 11,7%

A holding espanhola Gas Natural Fenosa registrou uma queda de 11,7% no lucro líquido dos primeiros nove meses deste ano, totalizando € 1,09 bi. O resultado mais fraco foi atribuído à menor receita registrada no período, em função da venda da Gas Natural Telecomunicaciones e suas subsidiárias. Já no comparativo desse ano, houve progresso no lucro, de 3,8%, devido aos bons resultados na América Latina. Segundo a Gas Natural Fenosa, a empresa chilena CGE teve uma contribuição de € 464 mi para o valor final do EBITDA. A incorporação da CGE foi responsável por gerar mais de metade do lucro operacional da holding no exterior. No Brasil, o grupo espanhol controla as distribuidoras de gás natural CEG, CEG Rio e Gas Natural Fenosa São Paulo Sul. Em comunicado à CVM, a Gas Natural Fenosa afirmou que acredita estar no caminho certo para cumprir seu plano estratégico, cuja meta é acumular € 1,5 bi de lucro líquido até o final desse ano. (Agência BrasilEnergia – 04.11.2015)

Caixa pode financiar instalação de gasodutos no Mato Grosso do Sul

A Caixa Econômica Federal pode financiar os projetos de expansão da rede de gás natural da MSGás nos municípios de Corumbá, Três Lagoas e Campo Grande, no MS. O superintendente regional da Caixa, Evandro Narciso de Lima, esteve em reunião na última terça-feira (3/11) com o diretor-presidente da MSGás, Rudel Espíndola Trindade. Durante o encontro, o superintendente afirmou que a instituição federal está avaliando as possibilidades de financiamento. A distribuidora sul-mato-grossense espera contar com crédito para executar os projetos em 2016, data prevista para início das obras. Os novos gasodutos vão atender aos segmentos industrial, comercial, residencial e de cogeração. “Pelo crescimento registrado em 2015, detemos a necessidade de adicionar novos quilômetros à rede de distribuição, o que depende necessariamente da oferta de crédito no mercado.”, afirmou Trindade.: Mercado em expansão No primeiro semestre desse ano, a quantidade de residências atendidas por gasodutos aumentou quase 11% no MS. O número, que era de 3.133 unidades consumidoras em maio, deve chegar a 4.600 até dezembro, o que representa uma elevação de 62% na comparação com 2014. Os municípios de Três Lagoas e Campo Grande também registraram um crescimento significativo no volume de pedidos para estudos de viabilidade econômica para construção de redes de gás natural em condomínios, empresas comerciais e setores da indústria, de acordo com a distribuidora. (Agência BrasilEnergia - 04.11.2015)

Comgás eleva lucro em quase 100% no ano

A Comgás registrou lucro líquido de R\$ 192,966 mi no terceiro trimestre deste ano, alta de 32,4% na comparação com o ano anterior. No acumulado do ano, o lucro da companhia apresentou alta de 93,1%, para R\$ 440,094 mi. A receita líquida subiu 6% no trimestre passado, na comparação anual, para R\$ 1,743 bi, enquanto nos nove primeiros meses avançou 3,6%, para R\$ 4,948 bi. O Ebitda da distribuidora de gás natural cresceu 2,6% ante o período julho-setembro de 2014, para R\$ 387,065 mi. No ano até setembro, o Ebitda teve queda de 2%, para R\$ 1,116 bi. Ainda que o volume de gás natural tenha reduzido no ano (4,6% no terceiro trimestre e 2,8% a menos entre janeiro e setembro), o número de medidores avançou 6,1% no ano. No trimestre encerrado em setembro, a Comgás fechou conexão de 23 indústrias, 335 estabelecimentos comerciais e 30 mil residências. (Brasil Energia - 05.11.2015)

AES Tietê tem interesse em termelétricas da Petrobras

A AES Tietê mantém seu foco em projetos de termelétrica e de energia renovável e tem interesse na compra de usinas térmicas pertencentes à Petrobras, afirmou Ricardo Cyrino, diretor de gestão e comercialização de energia da companhia, em teleconferência com analistas. A decisão de investimento nessas termelétricas

da Petrobras, porém, ainda depende de fatores econômicos financeiros, e nada foi definido ainda. A estratégia indica que a AES Tietê vai ficar longe do leilão de relicitação de 29 hidrelétricas do dia 25 de novembro. A companhia pretende participar do leilão A-5 marcado para fevereiro de 2016 com o Projeto Termo São Paulo, com capacidade de 550 MW. Também há a intenção de entrar em leilões com projetos de energia solar a partir de 2016. (Valor Econômico – 05.11.2015)

Algás: R\$ 55,5 mi em três projetos até o final de 2016

A estimativa da Algás é investir R\$ 55,5 mi em três projetos até o final de 2016, incluindo os gasodutos Penedo–Arapiraca e Pilar–Marechal Deodoro. O valor foi projetado antes do fechamento dos contratos com a Thompson e Azevedo, que acabou resultando em um deságio para a Algás. O terceiro projeto previsto é referente às obras de saturação dos dutos de polietileno de alta densidade (PEAD) na área da Grande Maceió, que tem cerca de 15 km de extensão. O empreendimento deve custar R\$ 3,5 mi. (Agência Brasil Energia – 09.11.2015)

Bahiagás inaugura gasoduto Itabuna–Ilhéus

A Bahiagás realizou na última segunda-feira (9/11) a cerimônia de inauguração do gasoduto Itabuna–Ilhéus, com 37 km de extensão. Essa foi a maior obra já realizada pela distribuidora baiana, que investiu um total de R\$ 56 mi no projeto. Inicialmente, o gasoduto atenderá à demanda das indústrias instaladas no Distrito Industrial de Ilhéus com capacidade de escoamento de 300 mil m³/dia de gás. O empreendimento deu início ao fornecimento em junho deste ano. Antes disso, a cidade de Itabuna e empresas do pólo industrial recebiam GNC da Bahiagás, por meio de carretas. Durante a cerimônia de inauguração, o diretor-presidente da Bahiagás, Luiz Gavazza, anunciou o lançamento do Programa de Incentivo para Conversão de Veículos para o uso do Gás Natural. A campanha dará um bônus de R\$ 800,00 para mil motoristas que queiram fazer a conversão para o GNV. (Agência Brasil Energia – 10.11.2015)

Eneva: E.ON e Eike Batista rescindem acordo de acionistas

A Eneva informou nesta quarta-feira, 11 de novembro, que a E.ON e Eike Batista rescindiriam o acordo de acionistas da companhia celebrado em 23 de maio de 2013 e aditado em 30 de dezembro de 2014. Juntos, a E.ON e Eike detinham a maior parte das ações da empresa. Após a conclusão do aumento de capital de R\$ 2,3 bi, suas participações foram reduzidas. A E.ON, que era detentora de 360.725.664 ações ordinárias, então representativas de 42,93% do total das ações emitidas da empresa, passou a ser detentora de 1.980.876.587 ações ordinárias, que representam atualmente aproximadamente 12,25% do total de ações ordinárias. Já Eike Batista que, em conjunto com os veículos Centennial Asset

Brazilian Equity Fund LLC e Centennial Asset Mining Fund LLC, detinha 167.735.893 ações ordinárias, que representavam 19,97% do total de ações, passou a representar atualmente 1,03% do total de ações ordinárias emitidas pela companhia. Segundo a Eneva, nenhum acionista ou grupo de acionistas agindo em conjunto é detentor, atualmente, de mais de 50% das ações de emissão da companhia. O BTG Pactual, que é hoje o maior acionista, tem 49,57% de participação. (Agência CanalEnergia - 11.11.2015)

Petrobras: área de Gás e Energia lucrou R\$ 1,750 bilhão de janeiro a setembro

A área de Gás e Energia lucrou R\$ 1,750 bilhão de janeiro a setembro, revertendo o prejuízo de R\$ 1,293 bilhão nos mesmos meses do ano passado. O lucro decorre da maior margem de comercialização do gás natural, em função de acréscimo do preço médio de realização, da redução nos custos de aquisição de gás importado. O lucro do terceiro trimestre chegou a R\$ 625 milhões, contra prejuízo de R\$ 2,510 bilhões no mesmo período do ano passado. Os investimentos da empresa caíram 11% para R\$ 55,489 bilhões no acumulado do ano. Na área de Gás e Energia, o investimento recuou 54% para R\$ 1,921 bilhão no período. (Agência CanalEnergia - 12.11.2015)

Cade instaura processo administrativo contra Petrobras

A Superintendência-Geral do Cade instaurou, no dia 12 de novembro, processo administrativo contra a Petrobras, com o objetivo de apurar possível prática anticoncorrencial no fornecimento de gás natural. A denúncia, protocolada pela Comgás em junho deste ano, alegou que a petroleira praticava preços distintos para a GasBrasiliano, que também distribui gás no estado de São Paulo, e outras concessionárias que têm participação da Petrobras. A atuação discriminatória teria começado em 2011, quando a Petrobras iniciou o programa de desconto nos preços do gás natural. A Comgás recebe gás pelas duas modalidades de contrato existentes, NPP e TCQ – referente à fonte boliviana. Como o modelo TCQ não obtinha descontos, o preço final pago pela Comgás era mais alto do que o praticado para a GasBrasiliano, que recebe gás natural somente por contratos NPP. Além disso, a Comgás apontou que o contrato exclusivamente boliviano, sem desconto, tem grande peso no valor final do seu produto, fazendo com que a tarifa final ficasse mais cara para os consumidores da sua área de concessão. O Cade entendeu haver indícios de conduta discriminatória e constatou que a ausência de descontos no contrato TCQ pode ter causado uma falta de competitividade do gás comercializado na região atendida pela Comgás. “Já o gás vendido nas regiões onde apenas a NPP era adotada foi potencialmente beneficiado. Se comprovada a prática, pode haver danos à concorrência em função do aumento da tarifa na região da Comgás e do consequente

deslocamento de indústrias para as áreas artificialmente favorecidas”, explicou. O conselho informou que a Petrobras será notificada para apresentar defesa. (Agência Brasil Energia – 12.11.2015)

Petrobras acusa Comgás de ocultar parte significativa das alegações enviadas ao Cade

A Petrobras acusou a Comgás, em julho desse ano, de ocultar parte significativa das alegações enviadas ao Cade, impedindo que a companhia se defendesse da acusação de prática anticoncorrencial no fornecimento de gás natural. A Petrobras ainda afirmou que a distribuidora “fez referência a informações da relação comercial com a Petrobras, como notas fiscais de aquisição de gás, demonstrando pouco rigor conferido a tais informações”. Em agosto, o Cade já havia aceitado a solicitação da Abegás para abertura de processo administrativo contra a Petrobras, motivado pela retirada dos descontos praticados sob o preço do gás natural na NPP. "A política comercial da Petrobras é discriminatória e nada transparente, com a predominância de um modelo contratual e de precificação obscuro e imprevisível, que permite àquela aumentar o preço e reduzir a oferta de gás natural de forma lucrativa”, denunciou a Abegás. A Petrobras anunciou em maio a retirada total dos descontos praticados na NPP até o final desse ano. Os benefícios estão sendo retirados de forma gradativa. (Agência Brasil Energia – 12.11.2015)

Stogas busca clientes para sistema pioneiro de gás na Bahia

A Stogas, do grupo Sotreq, pretende iniciar em 2016, os investimentos em uma planta de estocagem subterrânea de gás natural (ESGN). O projeto já conta com aprovação da ANP para ser desenvolvido no campo de Santana, na Bacia do Recôncavo, operador pela Santana O&G, do mesmo grupo. Atualmente, a Stogas busca clientes para a ESGN e pretende fechar um acordo com a Petrobras para fornecimento do gás natural que será estocado. A capacidade máxima do sistema será de 170 milhões de m³, limitados pela geologia do campo. O projeto prevê a entrega de 2 milhões a 2,4 milhões de m³/dia. Além dos acordos comerciais, será necessário adequar os equipamentos de superfície para injeção e produção do gás. A capacidade de injeção poderá ser de até 1,4 milhão de m³/dia. As zonas produtoras de Santana estão distribuídas em três compartimentos, dois deles praticamente exauridos e nos quais será possível fazer a injeção de gás para viabilizar a ESGN, de acordo com plano aprovado pela ANP. O campo de Santana produz em torno de 100 barris/dia de petróleo este ano e entre um e dois mil m³ de gás natural, que são consumidos e reinjetados. O campo, localizado em Catu, a 70 km de Salvador, foi descoberto em 1962. Esse projeto da Stogas é o primeiro a utilizar um campo onshore depletado para estocagem e fornecimento

de gás natural no Brasil. Nesse modelo, a Stogas atua no mercado com o aluguel da área para estocagem e na negociação dos volumes. Estocagem de gás.: Alternativas para viabilizar essa tecnologia são a utilização de aquíferos ou a construção de cavernas de sal (esta última, em estudo pela Petrobras). Convencionalmente, as ESRG são alternativas para elevar a garantia de suprimento ou atender a demandas flexíveis por gás – o que no Brasil, é feito pela Petrobras com a compra de GNL. Como fonte flexível de gás, um projeto de ESRG pode atender à demanda de despachos termelétricos, por exemplo. (Agência Brasil Energia – 17.11.2015)

TCU multa Petrobras por irregularidades na instalação de gasoduto

O TCU multou três gerentes de Engenharia da Petrobras em R\$ 45 mil por irregularidades na execução das obras de instalação do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, no Amazonas. Os gerentes Vicente Gullo, Marcelo Rosa Renno Gomes e Simon Ricardo Sanandres receberam R\$ 10 mil, R\$ 15 mil e R\$ 20 mil de multa, respectivamente, mas ainda podem recorrer da decisão. A apuração do TCU indicou que a metodologia adotada foi inadequada, com base em um estudo técnico deficiente. A gerência de Engenharia da Petrobras não teria considerado que uma obra com 196 km de extensão poderia apresentar diferentes tipos de solos, o que “constitui uma simplificação indevida da formulação do orçamento”, afirmou o relator do processo, ministro Benjamin Zymler. Inicialmente, a licitação foi feita por meio de convite, mas os preços não atraíram investidores. A Transportadora Urucu-Manaus (TUM), SPEcriada pela Petrobras para construir o gasoduto, fez uma contratação direta de consórcio no valor inicial de R\$ 666,7 mi. No entanto, esse valor sofreu diversos aumentos por meio de aditivos contratuais, que chegaram a 84,3% do previsto inicialmente (R\$ 561,9 mi), de acordo com a auditoria do tribunal. O aumento percentual extrapola o limite máximo de 25% estabelecido no regulamento de licitações da Petrobras. Além disso, o TCU constatou que os aditivos previram a alteração da logística de transporte dos gasodutos para 71 km de distância do empreendimento, utilizando helicópteros. A metodologia foi alterada porque o solo se mostrou instável em uma área de 36 km do trecho Coari-Anamá, ao ponto de não suportar o equipamento planejado, impedindo o prosseguimento das obras e encarecendo o projeto. Procurados pelo tribunal, os gerentes afirmaram que a necessidade e a urgência na execução do empreendimento foram as causas da contratação dos dados sem a sondagem, mas isso “não afasta os comandos normativos que exigem a adequada caracterização do objeto a ser contratado pela administração pública”, reiterou o relator. (Agência Brasil Energia – 02.12.2015)

Cade aprova venda de 49% da Gaspetro para a Mitsui

O Cade aprovou sem restrições, a venda de 49% da Gaspetro para a Mitsui Gás e Energia do Brasil, da japonesa Mitsui. A informação está nos despachos da Superintendência-Geral do Cade, publicados no dia 2 de dezembro no DOU. Segundo a estatal, o valor total da transação é R\$ 1,9 bi, que representa o montante no momento do fechamento da operação. A Mitsui Gás e Energia do Brasil Ltda. já tem participação societária em oito companhias estaduais de distribuição de gás natural no Brasil. Segundo a Petrobras, a operação, realizada por meio de processo competitivo, faz parte do Programa de Desinvestimentos previsto no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019. (Agência Brasil - 02.12.2015)

Petrobras anuncia reajuste do gás de uso comercial e industrial

A Petrobras informou em 3 de dezembro que decidiu aumentar o preço do gás de uso industrial e comercial. O reajuste médio para o GLP será de 3,8%. Segundo a estatal, o preço do GLP P-13 (botijão de 13 kg de uso doméstico) permanece inalterado. Em setembro, a Petrobras já havia elevado em 11% o preço do gás para consumo industrial (G1 - 03.12.2015)

Governo baiano volta a barrar venda da Gaspetro

O governo da Bahia ainda resiste ao aumento da participação acionária da Mitsui na Bahiagás, que se dará com a aquisição pela empresa japonesa dos 49% da Gaspetro. O Estado obteve uma liminar que suspende o negócio. Em decisão tomada na quarta-feira, o juiz Manoel Ricardo Calheiros D'Ávila, determinou que a Gaspetro e a Bahia Participações (Bahiapart, controlada pela Mitsui) apresentem todos os documentos relativos à operação, determinando ainda a "suspensão imediata dos atos e dos efeitos dessa operação". A liminar foi obtida depois que a venda foi aprovada pelo Cade. A Petrobras espera concluir a operação ainda em 2015, o que vai colocar no caixa da estatal R\$ 1,9 bi. O governo da Bahia entende que o aumento da participação da Mitsui na Bahiagás vai significar uma "violação ao modelo tripartite do acordo de acionistas em vigor na Bahiagás", a também a "usurpação do poder de controle do Estado da Bahia na Bahiagás". A medida cautelar também menciona a "potencial infração" ao art. 16 da Lei Federal nº 10.438, de 2002, que veda a controlada ou controladora direta, indireta ou comum de concessionária de serviços de energia elétrica a exploração de serviços de gás canalizado. Procurada, a Petrobras não retornou ao pedido de comentários. Depois de obter uma liminar que suspende o negócio até que sejam enviados esclarecimentos, a Procuradoria Geral do Estado da Bahia vai analisar os documentos já apresentados pela Petrobras e a Mitsui. Segundo o secretário de Infraestrutura da Bahia, Marcus Cavalcanti, a liminar é uma decisão provisória que "não impede" que a discussão vá para o Cade. "Se eles (Petrobras e Mitsui) não apresentarem algum fato novo continuaremos a discussão jurídica.

Vamos defender os interesses do Estado da Bahia como acionista da Bahiagás e como local onde a empresa está", disse o secretário. (Valor Econômico - 04.12.2015)

Estado está disposto a ir até "as últimas consequências" para garantir o respeito ao acordo de acionistas

Segundo o secretário de Infraestrutura da Bahia, Marcus Cavalcanti,, que é presidente do conselho de administração da Bahiagás, o Estado está disposto a ir até "as últimas consequências" para garantir o respeito ao acordo de acionistas. A interpretação do governo baiano do acordo de venda da Gaspetro para a Mitsui é que ele aumentará o poder do grupo japonês, o que no entendimento de Cavalcanti pode ameaçar novos investimentos. "Ou a Mitsui aceita alterar o acordo de acionistas ou vende uma participação para um quarto sócio para diluir seu poder. Não posso discutir investimentos que o Estado precisa com uma companhia que investe R\$ 50 mi por ano (em referência à Bahiagás) e distribui R\$ 100 mi em dividendos", afirma Cavalcanti, mencionando em seguida as necessidades de investimento, pela distribuidora, em um gasoduto de mais de 400 km até Brumado, na ampliação da malha de gás canalizado para uso residencial e na distribuição de gás produzido em campos maduros da Bacia do Recôncavo. (Valor Econômico - 04.12.2015)

Liminar suspende venda da Gaspetro à Mitsui

O juiz Manoel Ricardo Calheiros D'Avilla, da 5ª Vara da Fazenda Pública do Tribunal de Justiça da Bahia, determinou, através de liminar, a suspensão da venda de 49% da Gaspetro para a Mitsui. Na decisão, o magistrado ainda estabeleceu multa diária de R\$ 50 mil para o caso de descumprimento da liminar além de estipular um prazo de cinco dias para que a Mitsui e a Petrobras apresentem documentação relativa ao negócio. A venda da subsidiária é a principal operação do programa de desinvestimentos previsto no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 da Petrobras. A transação, anunciada em outubro, renderia R\$ 1,9 bilhão à petroleira. Na última quarta-feria (2/12), o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) havia aprovado sem restrições a venda de 49% da Gaspetro para a japonesa segundo despachos publicados no Diário Oficial da União. O juiz acrescentou no despacho da liminar que "a operação de aquisição (...) tem evidente potencial para redefinir e reduzir o poder do controle do estado da Bahia na Bahiagás". De acordo com a Federação Única dos Petroleiros (FUP), o governo da Bahia questionava a transação por acreditar que, ao incorporar ações da Bahiagás, a companhia japonesa poderia adquirir participação relevante na estatal. A Gaspetro e a Mitsui, como sócias, possuem, cada uma, 24,5% do capital votante da companhia e o governo do estado os

outros 51% restantes. A ação também questiona o descumprimento da Lei Federal nº 10.438/2002, que proíbe a venda de gás canalizado por concessionárias de serviços de energia elétrica - e a Mitsui é uma das sócias da Energia Sustentável do Brasil, dona da hidrelétrica Jirau. (Agência Brasil Energia - 04.12.2015)

Voltalia inicia operação de térmica no Amapá

A Voltalia anunciou a conclusão da primeira fase do projeto iniciado após vencer o leilão 001/2014 - CEA, para geração no complexo hidrotérmico Oiapoque (AP - 12 MW). A entrada em operação de sua usina térmica, no dia 29 de novembro, cobre a demanda energética de cerca de 23 mil habitantes do município de Oiapoque, no Amapá, por um período de 15 anos. A segunda fase do projeto vai consistir na construção da PCH Salto Cafesoca, de 7,5 MW de capacidade instalada. Depois de finalizada, a pequena central hidrelétrica fornecerá pelo menos 85% das necessidades de energia elétrica do município, enquanto a usina térmica funcionará somente para complementar a PCH durante os períodos de pico, na estação da seca e períodos de manutenção. A PCH irá reduzir as emissões de gases de efeito estufa na mesma proporção. A Voltalia, atualmente, é a única produtora de energia a oferecer uma solução mista hidro/térmica, em um sistema isolado, em que uma usina irá complementar a outra. "Salto Cafesoca será uma das PCHs que farão mais sentido no Brasil, pois não somente poderá substituir quase a totalidade da energia térmica atualmente necessária para o município, como também trará segurança energética com uma solução local, em uma região onde a precariedade do fornecimento de energia elétrica sempre foi um dos entraves para o seu desenvolvimento. Além disso, com a operacionalização em breve da ponte entre a Guiana Francesa e Oiapoque, acreditamos que a questão energética será superada e que teremos as condições reunidas para um maior desenvolvimento econômico entre as duas regiões", afirma Robert Klein, Diretor Geral da Voltalia no Brasil. (Agência CanalEnergia - 09.12.2015)

Petrobras negocia MW térmicos na tentativa de reduzir dívida

Cerca de 7 mil MW térmicos podem ser negociados pela estatal, como parte do processo de redução de dívida. Entre os ativos com boa probabilidade de venda estão Mario Lago (923 MW), Fernando Gasparian (386 MW) e Leonel Brizola (1.058 MW). As usinas são consideradas como bons ativos e despertam interesse de grandes companhias. As usinas possuem contrato de longo prazo e neste período de baixa hidrologia têm gerado praticamente ininterruptamente. Adquirir essas térmicas abrem espaço para ampliação de capacidade instalada de forma rápida. Além disso, essas usinas possuem contratos de longo prazo com

distribuidoras e parte delas é movida a gás natural, localizada em região com infraestrutura. Valor do negócio: ainda não há valores divulgados nem quais são os ativos que realmente estão à venda. (Agência Brasil Energia – 16.12.2015)

Wärtsilä assina extensão de contrato de O&M com térmica no Amazonas

A Wärtsilä assinou com a Gera Amazonas no último dia 8 de dezembro, a extensão do contrato para operação e manutenção da UTE Ponta Negra, localizada em Manaus (AM). O acordo inclui o fornecimento de peças de reposição e serviços de manutenção dos motores. A planta, composta por 5 motores 18V46GD, sendo quatro em operação e um de reserva, tem capacidade instalada de 85 MW com geração a motor bicomcombustível, trabalhando prioritariamente com gás natural e com opção para uso de óleo combustível. O contrato é a extensão do acordo firmado pela primeira vez em 2006 por 5 anos e renovado em 2011 por igual período e tem duração até fevereiro de 2018. De acordo com Gabriel Siqueira, gerente de Vendas de Contratos da empresa, o contrato está totalmente alinhado com a estratégia de crescimento da empresa para o Brasil e demonstra a parceria e a confiança do cliente nos produtos e serviços da Wärtsilä. (Agência CanalEnergia – 17.12.2015)

Produção de gás natural da Petrobras no Brasil recua 4% em novembro

A produção de gás natural da Petrobras no país, excluído o volume liquefeito, foi de 71,7 milhões m³/dia em novembro, 4% abaixo do mês anterior, de 74,7 milhões m³/dia. A empresa divulgou na última quarta-feira, 16 de dezembro. No exterior, a produção de gás registrou 16 milhões m³/d, 1% abaixo dos 16,1 milhões m³/d no mês anterior. Já a produção média de óleo e gás natural no Brasil e no exterior, em novembro, foi de 2,71 milhões de barris de óleo equivalente por dia, volume 1,8% menor do que o realizado em outubro, de 2,76 milhões boed, em consequência das paralisações de unidades produtivas durante a greve dos petroleiros. Apesar dessas interrupções, a companhia confirma a sua meta de produção de 2,125 milhões barris por dia de petróleo no Brasil para o ano de 2015. No Brasil, a produção média de petróleo em novembro foi de 2,07 milhões de barris por dia, 1,4% abaixo do volume produzido no mês anterior, que foi de 2,10 milhões bpd. No exterior, foram produzidos em novembro, 190 mil boed, 2,4% abaixo dos 194 mil boed do mês anterior. A redução ocorreu, principalmente, devido a operações de limpeza das linhas de produção no campo de Saint Malo e a manutenções realizadas na plataforma dos campos de Lucius e Hadrian South, nos EUA. Na camada pré-sal, a produção de petróleo e gás operada pela Petrobras cresceu 1,8% em relação ao mês anterior, atingindo a média diária de 1,023 milhão barris de óleo equivalente por dia. Em outubro, a produção de petróleo e gás no pré-sal havia sido de 1,005 milhão boed. Já a

produção de petróleo operada pela Petrobras, em novembro, alcançou a média de 820 mil barris por dia, com crescimento de 1,3% em relação à produção de outubro, que foi de 809 mil bpd. (Agência CanalEnergia – 18.12.2015)

Nova licitação para obras no Comperj sai no início do ano

As primeiras relições para a retomada das obras da Unidade de Processamento de Gás Natural do Polo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) deverão ser lançadas no início de 2016. Serão relançadas também as licitações para a construção da Central de Utilidade, que será responsável pelo fornecimento de água e de energia destinadas ao empreendimento. Com a previsão de reinício das obras – que hoje mantém 6 mil dos cerca de 30 mil trabalhadores que empregava no pico de construção – deverão ser gerados até o final do ano 5,5 mil empregos. Os dois empreendimentos foram os únicos a serem mantidos no Plano de Negócios 2015-2019 da Petrobras. As obras da Comperj foram interrompidas após denúncias de superfaturamento detectado nas investigações da Operação Lava Jato. A expectativa é que a unidade entre em produção no 4º trimestre de 2018, no mais tardar no primeiro trimestre de 2019. As informações foram dadas por fonte da Petrobras ouvida pela Agência Brasil. “Quanto à refinaria, nós estamos negociando com três empresas interessadas em estudar um modelo que viabilize a retomada e a conclusão da obra,” disse a fonte. A ideia da estatal é a adoção de um modelo de negócio diferente, onde o parceiro não entre apenas com o financiamento, mas venha a ser sócio do empreendimento e que assuma os riscos do negócio. (Agência Brasil – 29.12.2015)