



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

Relatório Técnico:

**Acompanhamento Conjuntural do segmento de
geração termoelétrica no Brasil - 2016**

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 | 83 |
| III. Leilões..... | 94 |
| IV. Regulação | 98 |
| V. Empresas..... | 115 |

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 termoelétrica no Brasil, verificados no ano de 2016.

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 termoelétrica 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 2016, foram publicados os IFEs dos números 4.006 a 4.234, totalizando 229 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 2016 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 2016, 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

ANP: produção de gás cai 3,5% em novembro

A produção de gás natural em novembro totalizou 94,2 milhões de metros cúbicos por dia, uma redução de 3,5% frente ao mês anterior e aumento de 2,7 % na comparação com o mesmo mês em 2014. Já a produção total de petróleo em novembro foi de aproximadamente 2,380 milhões de barris por dia, uma redução de 1,1% na comparação com o mês anterior e aumento de 0,9% em relação ao mesmo mês em 2014. Já a produção total de petróleo e gás natural no Brasil no mês de novembro totalizou 2,972 milhões de barris de óleo equivalente por dia. As informações são do Boletim da Produção da ANP. A redução da produção em novembro com relação a outubro teve como principal causa as diversas interrupções de produção, em diferentes plataformas, devido à greve de funcionários da Petrobras, que durou aproximadamente 15 dias. O aproveitamento de gás natural no mês foi de 96,5%. A queima de gás em novembro foi de 3,3 milhões de metros cúbicos por dia, uma redução de 19,5%, se comparada ao mês anterior e de 24,8% em relação ao mesmo mês em 2014. A produção do pré-sal, oriunda de 53 poços, foi de 820,2 mil barris por dia de petróleo e 32,3 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural, totalizando 1,023 milhão de barris de óleo equivalente por dia, um aumento de 1,7% em relação ao mês anterior. Os campos marítimos produziram 76,1% do gás natural e 93,7% do petróleo. A produção ocorreu em 8.950 poços, sendo 779 marítimos e 8.171 terrestres. Os campos operados pela Petrobras produziram 93,8% do petróleo e gás natural. (Agência CanalEnergia – 05.01.2016)

Governo volta a acionar térmicas mais caras

As termelétricas que integram o grupo de usinas mais caras do Nordeste, com custo de operação superior a R\$ 600 por MWh voltaram a ser acionadas pelo segundo dia consecutivo na terça-feira. De acordo com informações do ONS, sete usinas grupo produziram 426 MW médios na terça-feira e 184 MW médios na segunda. A operação dessas térmicas, cujo custo varia de R\$ 604,20/MWh a R\$ 995/MWh, obriga a manutenção da bandeira tarifária vermelha, que implica em custo adicional na conta de luz de R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos. Conforme a nova regra em discussão na Aneel, que cria novos níveis para as bandeiras, a operação de usinas com custo superior a R\$ 610 por MWh implicará adicional de R\$ 5,50 por 100 kWh consumidos. Apesar de o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE) ter determinado o desligamento do bloco de 21 térmicas com custo operacional superior a R\$ 600/MWh, em agosto, o Valor apurou que esse grupo de usinas mais caras do Nordeste chegou a ser acionado em vários dias no segundo semestre de 2015. Essas térmicas, por exemplo, operaram de forma contínua entre o fim de novembro e início de dezembro. O volume produzido por essas usinas, localizadas na Bahia e Pernambuco, é relativamente pequeno, da ordem de 1% de toda a carga do sistema nacional. Mesmo assim, seu acionamento obriga a manutenção da bandeira vermelha. "Geralmente, essas térmicas mais caras, que são a óleo, são máquinas pequenas, de partida rápida. São máquinas feitas para situações mais

emergenciais, então não tem problema [técnico] religar e desligar. Haveria problema em uma grande máquina a gás ou carvão, por exemplo," afirma Xisto Vieira Filho, presidente da Abraget. Procurado pelo Valor, o MME disse que não há previsão de despacho contínuo dessas usinas, sendo que o funcionamento delas é "pontual, por poucas horas", servindo para apoiar o sistema nos momentos de pico de carga. De acordo com as informações do ONS, o acionamento dessas térmicas, em alguns casos, ocorreu por "restrição operativa" ou por substituição a geração de outras usinas, paradas por manutenção ou outro motivo. (Valor Econômico - 07.01.2016)

Incentivos a Interiorização de GNC seguem na ALESP

Foi aprovado em meados de dezembro, na Comissão de Infraestrutura da Assembleia Legislativa de São Paulo, o projeto de lei 1.007/2015, de autoria do deputado Edison Giriboni (PV), que autoriza o governo do Estado a conceder estímulos para a interiorização da distribuição de gás natural comprimido (GNC) por parte das três companhias que atuam no segmento: Comgás, Gás Brasileiro e Gás Natural Fenosa. A modalidade permite que municípios mais distantes dos gasodutos sejam atendidos por meio de caminhões especiais que abastecem redes locais, antecipando assim a demanda para quando for possível fazer investimentos na extensão da malha atual. O projeto já passou também pela Comissão de Constituição e Justiça e agora aguarda término do recesso parlamentar para continuar tramitando. (Agência Brasil Energia - 08.01.2016)

RJ e ES querem elevar receita com royalties do gás natural

Além da mudança no cálculo dos preços do petróleo usados como referência na contabilização dos royalties, pedido acatado pela ANP, os Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo trabalham agora numa nova frente e solicitaram à autarquia a revisão dos cálculos para a arrecadação de royalties também sobre a produção de gás natural no país, o que também pode aumentar a cobrança de participações governamentais sobre a produção de gás no Brasil. De acordo com o secretário de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços do Rio, Marco Capute, as duas iniciativas podem gerar aumento de arrecadação anual de R\$ 1,5 bi a R\$ 2 bi para o Estado e os municípios fluminenses. A ideia, segundo ele, é aproximar mais o preço de referência utilizado no cálculo das participações governamentais do preço praticado pela Petrobras no mercado. "Se ela [Petrobras] usa esse preço [do gás importado], e tem suas razões de mercado para isso, esse deveria ser o preço que remunera os royalties", afirma Capute. O secretário de Fazenda do Espírito Santo, Bruno Negriz, também acredita que o modelo de participações governamentais sobre a produção de gás merece uma reavaliação. Ele, porém, disse ainda não ter ideia do potencial de arrecadação adicional do Estado com a iniciativa em curso na agência reguladora. De acordo com projeções do CBIE, o novo cálculo proposto pela ANP para a definição dos preços do petróleo para a contabilização dos royalties ampliaria em 7%, ou R\$ 970 mi por ano, o total de arrecadação sobre os 20 maiores campos petrolíferos do país. Desse total, R\$ 280 mi seriam destinados aos Estados; R\$ 330 mi aos municípios; e R\$ 360 mi ao governo federal. (Valor Econômico - 12.01.2016)

Mudanças no preço do petróleo devem aumentar o pagamento de participações

As mudanças na precificação do petróleo, segundo Marco Capute, secretário de Desenvolvimento Econômico, Energia, Indústria e Serviços do Rio, aumentarão em R\$ 0,30 por barril o pagamento de participações governamentais pelas petroleiras. Para ele, a proposta, em consulta pública na ANP até meados de fevereiro, não deve afetar tanto as empresas. "Numa commodity que tem 30% de volatilidade como o petróleo, quem está investindo nesse mercado não está preocupado com R\$ 0,30 por barril", diz. Na avaliação do HSBC, contudo, a medida tem potencial "duplamente negativo" para a Petrobras. Segundo o banco de investimentos, a proposta aumenta o custo de produção da companhia, em um momento em que o baixo preço do petróleo está afetando a rentabilidade dos projetos, e pode prejudicar a atratividade do plano de desinvestimentos da estatal. "Se governos decidirem aumentar ainda mais a cobrança sobre essas empresas, em um momento em que muitos campos petrolíferos estão próximos do ponto de equilíbrio (ou mesmo abaixo), o interesse das companhias em adquirir os ativos da Petrobras vai se reduzir", diz o HSBC, em relatório assinado pelos analistas Luiz Carvalho e Filipe Gouveia. O diretor do CBIE, Adriano Pires, concorda com a visão do HSBC. "O que nos preocupa é a ANP fazer isso no momento em que o preço do barril está desabando. As receitas das empresas de petróleo caíram muito. Talvez não seja o momento correto." Para Pires, há um "viés político" na proposta da ANP. "Os Estados querem aumentar a arrecadação", disse. (Valor Econômico - 12.01.2016)

Térmicas mais caras no NE representam 2% do custo

A operação de usinas mais caras na região Nordeste (aquelas com um custo superior a R\$ 600 MWh) respondeu por 1,97% do total de despesas do sistema elétrico com a geração térmica entre os dias 3 e 13 de janeiro deste ano, segundo informação do MME. Em nota, o ministério informou que "não precisará que sejam religadas de forma contínua as usinas térmicas com custo de geração superior a R\$ 600 MWh". Em agosto do ano passado, o governo havia anunciado o desligamento de 21 usinas termelétricas com esse nível de custo de operação. As térmicas mais caras geraram 2.642 MWs médios, de um total de 125.186 MWs médios no período. "Essas térmicas mais caras continuarão sendo usadas apenas para os seus objetivos originais: fortalecer o sistema eventualmente, em horários de pico; substituir outras térmicas em manutenção; ou compensar alguma restrição elétrica que dificulte o abastecimento de outras fontes", informou o ministério na nota. Especialistas estimam que o custo extra para o consumidor relativo ao despacho das térmicas mais caras em janeiro - provocado pelo baixo nível dos lagos das hidrelétricas e com a capacidade de intercâmbio energético entre as regiões no limite - será da ordem de R\$ 1 bi, conforme reportagem publicada ontem no Valor. Essa despesa vai gerar pagamento de uma parcela maior de encargos na conta de energia. Para o MME, o gasto adicional não é representativo. "Mesmo que o custo do uso eventual dessas térmicas mais caras, por algumas horas do dia, fosse incluído nas bandeiras tarifárias, não teriam peso suficiente para alterá-las, por tratar-se de uma pequena quantidade de energia", indica a nota divulgada ontem. (Valor Econômico - 19.01.2016)

Governo cria Programa de Estímulo à competitividade da Cadeia do Petróleo e Gás Natural

A presidente Dilma Rousseff instituiu por decreto publicado no Diário Oficial da União nesta segunda-feira, 18 de janeiro, o Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural. De acordo com o decreto 8.637/2016, o programa tem o objetivo de elevar a competitividade da cadeia produtora, estimular a engenharia nacional, promover a inovação tecnológica, ampliar a cadeia de fornecedores; o nível de conteúdo local dos fornecedores já instalados e estimular a criação de empresas de base tecnológica. O programa vai ser coordenado por um comitê diretivo composto por membros da Casa Civil, dos ministérios da Fazenda; de Minas e Energia, da Ciência, Tecnologia e Inovação; da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis; do BNDES e da Financiadora de Estudos e Projetos. Esse comitê vai definir os bens e os segmentos industriais que serão estimulados, os incrementos de conteúdo local que serão considerados e as adequações nos índices de conteúdo local que vão ser aplicadas nos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural. Já a sua implementação também ficará por conta de um outro comitê, Técnico-operativo, que vai executar o que o comitê diretivo deliberar. (Agência CanalEnergia - 18.01.2016)

Medidas para setor de petróleo e gás serão anunciadas na próxima semana

O governo federal deve anunciar na próxima semana novas medidas para estimular o setor de petróleo e gás. Segundo o ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, os detalhes do anúncio serão definidos em reunião com a presidenta Dilma Rousseff e o Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP) na próxima segunda-feira (25). Braga esteve hoje (20) à tarde com Dilma para tratar do assunto, mas os detalhes não foram fechados. "Nós imaginávamos que conseguiríamos equacionar tudo hoje, mas não conseguimos", disse Braga. As medidas serão anunciadas na terça-feira (26). "Existe uma série de propostas que estão em discussão, mas estamos conversando com vários setores", disse. Ontem (19), Braga reuniu-se com a diretora-geral da Agência Nacional do Petróleo, Magda Chambriard. No início da semana, o ministro disse que o governo está concluindo estudos de medidas regulatórias [1] para alavancar o setor de petróleo e gás, que enfrenta problemas com o preço internacional e cortes de investimentos. Segundo Braga, as medidas terão impacto na desoneração do custo de produção e, portanto, na atratividade do investimento. (Agência Brasil - 20.01.2016)

Medidas para setor de petróleo e gás serão anunciadas nesta semana

O governo federal deve anunciar nesta semana novas medidas para estimular o setor de petróleo e gás. Segundo o ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, os detalhes do anúncio serão definidos em reunião com a presidenta Dilma Rousseff e o IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis) nesta segunda-feira (25). As informações são da Agência Brasil. Braga esteve nesta

quarta (20) à tarde com Dilma para tratar do assunto, mas os detalhes não foram fechados. “Nós imaginávamos que conseguiríamos equacionar tudo hoje, mas não conseguimos”, disse Braga. As medidas serão anunciadas na terça-feira (26). “Existe uma série de propostas que estão em discussão, mas estamos conversando com vários setores”, disse. Na última terça (19), Braga reuniu-se com a diretora geral da ANP, Magda Chambriard. No início da semana, o ministro disse que o governo está concluindo estudos de medidas regulatórias para alavancar o setor de petróleo e gás, que enfrenta problemas com o preço internacional e cortes de investimentos. Segundo Braga, as medidas terão impacto na desoneração do custo de produção e, portanto, na atratividade do investimento. (Valor Econômico - 24.01.2016)

Governo não prevê desonerações, nem subsídios para setor de petróleo e gás

O ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, disse hoje (25) que as medidas que estão sendo estudadas pelo governo para estimular o setor de petróleo e gás não incluem desonerações, nem subsídios. “Não estamos falando de desoneração, estamos falando de estímulos, em geral. Há questões regulatórias que estão sendo analisadas”, afirmou o ministro. De acordo com Braga, também não há previsão de subsídios. Braga reuniu-se, na manhã desta segunda-feira, com a presidenta Dilma Rousseff e integrantes do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Segundo o ministro, na reunião, foram analisadas as medidas que já foram adotadas na semana passada para estimular o setor. “Estamos discutindo ainda outras propostas que vão na direção de fomentar e atrair mais investimentos nesta hora de preço baixo do petróleo”, acrescentou. Na última semana, o governo publicou um decreto que amplia o que pode ser considerado conteúdo local para os fornecedores da indústria brasileira de petróleo. Outra medida foi a do Conselho Nacional de Política Energética, que determinou que a Agência Nacional do Petróleo mantenha a sistemática de apuração dos preços mínimos do petróleo considerados para o cálculo dos valores a serem pagos de royalties da Participação Especial. Eduardo Braga disse ainda que deverá conversar com o ministro da Fazenda, Nelson Barbosa, nos próximos dias e que está prevista uma nova rodada com o IBP para acertar os detalhes das medidas. (Agência Brasil - 25.01.2016)

Oferta de gás nacional cresceu 3,9% em 2015

A Petrobras ofertou, em média, 44,93 milhões de m³/dia de gás natural para o mercado brasileiro em 2015. O volume, produzido em território nacional foi 3,9% superior à média registrada no ano anterior. Já a oferta total, que inclui a importação de GNL e do gás boliviano, chegou a 95,03 milhões de m³/dia. Os três terminais de regaseificação de GNL da Petrobras, no Ceará, Rio de Janeiro e Bahia, produziram em média 18,04 milhões de m³/dia no ano, o que representa 19% do volume ofertado no mercado interno. Além disso, a Petrobras importou 32,06 milhões de m³/dia de gás natural da Bolívia, quase 34% do total. A demanda por gás natural no país foi de 93,3 milhões de m³/dia em 2015, uma redução de 0,9% em relação ao volume médio de 94,17 milhões de m³/dia registrado no ano anterior. Desse total, as térmicas consumiram 41,04 milhões de

m³/dia, “garantindo o suprimento do parque gerador da Petrobras e de usinas de terceiros em um período de forte despacho termelétrico ordenado pelo ONS”, informou a petroleira. Os demais segmentos do mercado, como residencial e comercial, demandaram 37,54 milhões de m³/dia no período, enquanto o consumo interno das refinarias e fábricas de fertilizantes da Petrobras foi de 14,72 milhões de m³/dia. Já o sistema de transporte de gás natural utilizou 1,73 milhão de m³/dia em 2015. (Agência Brasil Energia – 26.01.2016)

Brasil e Bolívia negociam ampliação de contrato de gás

Autoridades do setor energético iniciaram negociações com representantes bolivianos para que o Brasil ampliar contrato de compra e venda de gás por 20 anos. As autoridades também analisam a venda e a compra de eletricidade para levar à reunião que Morales e Dilma farão em fevereiro em Brasília. – O governo busca prorrogar o contrato de gás com o Brasil por mais 20 anos e exportar energia. Esta negociação é muito importante e ampla, estamos no caminho correto. O compromisso está (feito), falta definir temas legais e técnicos. O presidente Evo (Morales) viajará ao Brasil para se reunir com sua homóloga, Dilma Rousseff, para selar esses acordos – afirmou nesta quinta-feira o ministro de Energia e Petróleo da Bolívia, Luis Alberto Sánchez em uma reunião com representantes brasileiros na cidade de Santa Cruz, a 560 Km de La Paz. O secretário de Planejamento Energético do Ministério de Energia e Minas do Brasil, Antino Ventura, que foi a Santa Cruz com sua delegação, explicou que os governos buscam uma integração energética: – Esse é um dos pontos mais importantes da integração entre Bolívia e Brasil. Não só em gás, mas também em eletricidade – sustentou Ventura. As autoridades ainda não informaram o volume de eletricidade que pretendem comercializar, nem a qual preço. O Brasil é o principal mercado de gás boliviano que alcança 31 milhões de metros cúbicos por dia. (O Globo – 28.01.2016)

Produção de gás no Brasil tem recorde em dezembro

A produção total de petróleo em dezembro de 2015 alcançou 2,532 milhões de barris por dia, um aumento de 6,4% na comparação com o mês anterior e de 1,4% em relação ao mesmo mês em 2014. Já produção de gás natural foi recorde, totalizando 100,4 milhões de metros cúbicos por dia, um aumento de 6,6% frente ao mês anterior e de 5,5% na comparação com o mesmo mês em 2014. O último recorde havia sido em agosto de 2015, com uma produção de 99,2 milhões de m³/d. A produção total de petróleo e gás natural no Brasil no mês de dezembro totalizou 3,164 milhões de barris de óleo equivalente por dia. O aproveitamento de gás natural no mês foi de 96,6%. A queima de gás em dezembro foi de 3,4 milhões de metros cúbicos por dia, um aumento de 2,2%, se comparada ao mês anterior, e uma redução de 30,1% em relação ao mesmo mês em 2014. A produção do pré-sal, oriunda de 52 poços, foi de 875 mil barris de petróleo por dia de petróleo e 34,3 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural, totalizando 1,09 milhão de barris de óleo equivalente por dia, um aumento de 6,6% em relação ao mês anterior. Os campos marítimos produziram 93,8% do petróleo e 76,6% do gás natural. A produção ocorreu em 8.892 poços, sendo 786 marítimos e 8.106

terrestres. Os campos operados pela Petrobras produziram 92,8% do petróleo e gás natural. O campo de Lula, na Bacia de Santos, foi o maior produtor de petróleo e gás natural, produzindo, em média, 442,3 mil bbl/d de petróleo e 20,6 milhões de m³/d de gás natural. Canto do Amaro, na Bacia Potiguar, teve o maior número de poços produtores: 1.044. Marlim, na Bacia de Campos, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores: 61. A plataforma FPSO Cidade de Mangaratiba, localizada no campo de Lula, produziu, por meio de cinco poços a ela interligados, 195 mil boe/d e foi a plataforma com maior produção. As bacias maduras terrestres (campos/testes de longa duração das bacias do Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo, Sergipe e Alagoas) produziram 162,5 mil boe/d, sendo 132,9 mil bbl/d de petróleo e 4,7 milhões de m³/d de gás natural. Desse total, 158,5 mil barris de óleo equivalente por dia foram produzidos pela Petrobras e 4,0 mil boe/d por concessões não operadas pela Petrobras, sendo 408 boe/d em Alagoas, 1.543 boe/d na Bahia, 34 boe/d no Espírito Santo, 1.836 boe/d no Rio Grande do Norte e 176 boe/d em Sergipe. (Agência CanalEnergia - 02.02.2016)

Desligamento de térmicas poderia ter esperado fim do período úmido, avaliam especialistas

A decisão de desligar mais sete térmicas anunciada pelo ministro Eduardo Braga, após reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico é visto com ressalvas por especialistas do setor. Apesar da sinalização de melhoria nas condições dos reservatórios do país, ainda seria cedo para que adotar tal medida. O ideal seria aguardar o encerramento do período úmido já que ainda estamos a dois meses de iniciar o primeiro mês da época mais seca do ano. Mesmo com Braga reafirmando por mais de duas vezes que a decisão tomada é prudente, as fontes ouvidas afirmaram que seria assim caso já tivéssemos a confirmação de quanto o país teria de reserva de água em seus reservatórios para passar o ano. Até porque a situação melhorou, mas ainda inspira cuidados caso haja uma reversão inesperada das afluições. “Eu pessoalmente acho que vem chuva depois dessa grande seca, realmente os sinais que temos é de que o El Niño começa a perder força”, comentou Leontina Pinto da Engenho. “Por outro lado acho que ainda não chegou o momento. Os reservatórios ainda estão baixos, um nível razoável é de 60%. Depois de uma seca tão severa como a que tivemos, acho que deveríamos esperar a confirmação das afluições para sermos prudentes”, acrescentou a executiva. Outro fato que destaca Leontina é que despachar as hidrelétricas com reservatórios ao nível atual levaria a uma perda de produtividade das usinas. Isso porque quanto mais alto o nível da lâmina da água, maior a queda e assim maior a produtividade por máquina. “Na realidade estamos trabalhando com expectativas, torcemos para que ela se mostre verdadeira”, disse. Essa é a mesma posição do consultor da Excelência Energética, Josué Ferreira. Para ele é um pouco difícil saber se esse seria o momento mais adequado para tirar essa energia. “Em princípio acredito que pode ser um pouco antecipada à decisão. Ainda temos o Nordeste com cerca de 20% de armazenamento com estimativa de 41%. No Sudeste está melhor, mas talvez fosse mais adequado esperar um pouco mais para começar a reduzir esse despacho”, apontou ele. Ferreira também citou a incerteza climática que ainda

há acerca do que realmente o sistema terá nos próximos meses, mesmo com a expectativa apontando para um cenário de chuvas favorável nesse período. “Vimos quanto o sistema estava vulnerável nesses dois últimos anos”, acrescentou ele para justificar o posicionamento de preferir aguardar até o final de abril para o desligamento. (Agência CanalEnergia – 04.02.2016)

Analistas se dizem favoráveis à manutenção das térmicas

Ricardo Savoia, especialista da Thymos Energia, avalia que o cenário macroeconômico, que tem levado à redução estrutural da demanda por energia combinada ao cenário hidrológico foi considerado para essa decisão. Mesmo assim, ele se diz favorável à manutenção das térmicas ligadas, principalmente as do Nordeste que é a região que está em pior situação desde o ano passado. Dessa forma, poderíamos ter a recuperação do armazenamento naquelas usinas de forma mais acelerada. Quanto ao cenário de baixa no valor da tarifa, os especialistas ouvidos lembraram que há ainda um passivo importante a ser pago nos próximos cinco anos e que deverá ainda pesar na conta do consumidor do mercado cativo, que é a conta-ACR. Savoia, da Thymos, lembra que a redução da CDE, das bandeiras com a possível aplicação da verde e a tarifa de Itaipu mais baixa sinalizam sim para uma tendência de tarifa em menor patamar do que a perspectiva que se tinha para 2016 ainda em meados de 2015. “Imaginávamos aumentos entre 5% a 15% para este ano, agora esta tendência está entre zero e 5% na média com a possibilidade de termos até algumas reduções em concessionárias, mas isso será pontual”, avaliou. Mesmo assim, continuou ele, o valor da energia ainda será alto em comparação com o ACL que tem uma curva forward declinante de preços até 2018. Inclusive, destacou Ferreira, da Excelência, o preço da energia no cativo sofreu um reajuste tão expressivo que anulou a redução de 2013 que foi proporcionada pela lei 12.783. Segundo ele, esse fator mostra que a energia está em um patamar elevado. Leontina, da Engenho, destaca também que a redução da tarifa tem um efeito mais efetivo para a indústria do que para o consumidor cativo por conta da abrangência dessa queda sobre o total gasto. Contudo, lembra que muitos dos grandes consumidores já estão no mercado livre e com seus custos de energia equacionados por contratos de longo prazo. Com isso, a diferença mais impactante, acrescentou, se vê na distribuidora, que reduz a necessidade de compra de energia mais cara e com isso melhora seu fluxo de caixa. (Agência CanalEnergia – 04.02.2016)

Câmbio neutraliza queda do GNL em dólares

Os preços do gás no Brasil não acompanharam a queda do petróleo nos mercados internacionais, movimento que ocorreu em regiões onde os preços dos dois combustíveis são mais aderentes. Controlado pela Petrobras, o mercado brasileiro vive uma realidade um tanto diferente, já que a queda dos preços do gás em dólares foi neutralizada pela desvalorização da moeda brasileira. Ou seja, o preço médio pago pelas distribuidoras do Rio e São Paulo aumentou em reais. Em dezembro o preço do Gás Natural Liquefeito (GNL) variava entre US\$ 5 e US\$ 7 na Europa, Ásia e América Latina, segundo levantamento da consultoria IHS. Levantamento feito pela Abegás, mostra que em janeiro de 2015 um milhão

de BTU custavam US\$ 7,4 para as distribuidoras. Esse valor equivalia a R\$ 19,5 pelo câmbio da época. Um ano depois, o preço do gás caiu para US\$ 5,6, mas com a desvalorização do real custava R\$ 22,7 por milhão de BTU na média de janeiro deste ano. Augusto Salomon, presidente executivo da Abegás, diz que o maior problema não é o preço, mas a queda do mercado, que levou as distribuidoras a arcar com cláusulas contratuais que já não refletem o consumo de seus clientes. Os valores se referem ao histórico de preços médios válidos pagos pelas distribuidoras do Rio de Janeiro e de São Paulo. "Comparado aos outros energéticos, o gás recuperou a competitividade depois que a Petrobras aumentou os preços de outros combustíveis. O problema agora é que as empresas estão pagando por um gás que não consomem, já que o mercado despencou", diz Salomon. (Valor Econômico – 04.02.2016)

Termelétricas sem receber

O mercado de energia de curto prazo permanece travado, com uma inadimplência de R\$ 3,715 bil acumulada até novembro do ano passado, e é grave a situação das termelétricas, que dependem do recebimento desses valores para a compra de combustível. Como a CCEE precisou cumprir liminares que concediam prioridade no recebimento dos créditos da liquidação de novembro, essas usinas receberam apenas 11,6% do que tinham direito. A Abraget, associação que representa as termelétricas, estuda entrar com uma nova ação na Justiça exigindo o recebimento dos créditos. (Valor Econômico – 17.02.2016)

Abraget: usinas termelétricas deixam de receber cerca de R\$ 2 bi

As usinas termelétricas deixaram de receber aproximadamente R\$ 2 bi na liquidação do mercado de curto prazo de novembro, concluída na semana passada, segundo um levantamento feito pela Abraget. Conforme Xisto Vieira Filho, presidente da associação, a situação das usinas é grave, pois uma parcela significativa desse montante foi utilizada na compra de combustíveis para que as usinas pudessem gerar energia. Sem o recebimento dos montantes integrais há meses, as térmicas estão tendo que recorrer a empréstimos bancários para pagar as despesas. A CCEE contabilizou R\$ 6,3 bi nessa liquidação, que incluiu também os montantes de outubro. No entanto, só foram pagos R\$ 2,47 bi, uma inadimplência de R\$ 3,83 bi ou 61%. As termelétricas teriam direito ao recebimento de R\$ 2,27 bi, mas só receberam cerca de R\$ 270 mi, menos de 12% do total. Isso aconteceu porque estavam em vigor algumas liminares de empresas que pediam a prioridade no recebimento de seus respectivos créditos. "Esses recursos seriam nada menos que para pagar combustíveis. Estão obrigando as térmicas a despacharem e não estão sendo pagas, precisando se virar para pagar os combustíveis", disse Vieira. Muitas empresas estão sendo afetadas por essa inadimplência, como a Petrobras, cujas termelétricas respondem pela maioria dos créditos que teriam que ser liberados na liquidação. Ao mesmo tempo em que estão deixando de receber, as companhias são obrigadas a gerar energia quando despachadas pelo ONS. Se deixarem de produzir energia, podem ser multados. "Se o gerador não produzir e for despachado, ele é penalizado pela Aneel, é obrigado a gerar", apontou Vieira. Segundo Vieira, a ideia é conseguir

uma nova liminar, pedindo também, desta vez, para não serem penalizadas caso não tenham condições financeiras de comprar os combustíveis para geração de energia elétrica. Outro pleito é pelo uso do saldo positivo na Conta Centralizadora de Recursos das Bandeiras Tarifárias. "Já que a bandeira era vermelha porque as térmicas estavam despachadas, então utilizem isso para pagar as térmicas", disse. (Valor Econômico – 18.02.2016)

Brasil afirma que Bolívia é um provedor confiável de gás

Próximo à futura renovação do contrato de compra e venda de gás natural, Brasil assegura que a Bolívia é um provedor confiável e que tem instalada a infraestrutura necessária para a exportação do energético. “Entre Brasil e Bolívia há um acordo assinado pelos gasodutos, isto já é uma infraestrutura instalada. A oferta é segura, a qualidade é boa, o preço é negociado, agora há um agregado muito possível de GNL (Gás Natural Liquefeito) e GNV (Gás Natural Veicular). Então, todo isto prova que a Bolívia é um provedor confiável”, afirmou o embaixador brasileiro na Bolívia, Raymundo Santos, em consulta sobre a importância do país governado por Evo Morales na provisão de gás para seu país. (Página Siete – Bolívia – 20.02.2016)

Brasil consome 1,2% menos gás natural em 2015

O consumo de gás natural caiu 1,2% em 2015, com média anual de 77,2 milhões de m³/dia, de acordo com levantamento da Abegás divulgado na terça-feira (23/2). No ano, o setor com maior queda foi aquele que utiliza o gás natural como matéria-prima, como a indústria química, recuando mais de 9% frente ao ano anterior – para 650,8 mil m³/dia. Em seguida, o setor automotivo – que utiliza o gás em forma de GNV – e o de cogeração de energia também apresentaram baixas de 2,8% e 2,7%, respectivamente. Enquanto os veículos demandaram, em média, 4,82 milhões de m³/dia de gás natural, os geradores de energia para autoconsumo registraram 2,5 milhões de m³/dia. Por outro lado, o setor comercial aumentou em 2,9% seu consumo de gás natural em 2015, alcançando 791,3 mil m³/dia. Já a demanda das residências que recebem gás natural canalizado permaneceu praticamente estável no período, subindo 0,4% (968,7 mil m³/dia). O segmento industrial, que sofreu fortes quedas ao longo dos meses, conseguiu um resultado positivo em 2015, de 1,2%, somando 28,82 milhões de m³/dia consumidos. Para se ter uma ideia, somente em dezembro do ano passado, as indústrias reduziram a demanda por gás em mais de 12% na comparação anual e 14% frente a novembro de 2015. Ainda considerando somente os valores de dezembro de 2015, a queda geral do consumo no país foi de 10,5% frente ao mesmo mês de 2014. As termelétricas foram as maiores responsáveis, com queda de 14,5% em relação ao ano anterior. A demanda das usinas foi de 29,9 milhões de m³/dia em dezembro e 32,9 milhões de m³/dia na média de 2015. (Agência Brasil Energia – 24.02.2016)

ONS vai desligar mais 14, e não 15 usinas, no início de março

O MME informou que serão desligadas, no próximo dia 1º de março, mais 14, e não 15 usinas termelétricas, conforme divulgado pelo ministro Eduardo Braga na quinta-feira, 25 de fevereiro. Os empreendimentos têm capacidade instalada total de 2.981 MW. O MME retirou da relação à UTE Campos, de 30 MW, que havia entrado na primeira lista de sete usinas cujo desligamento em março foi anunciado no último dia 3, após a reunião mensal ordinária do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. No total, deixarão de operar 21 empreendimentos com cerca de 5 mil MW no dia 1º, quando entrará a bandeira amarela. No início de abril, a bandeira vai mudar novamente e passar a ser verde, sem nenhum custo adicional para o consumidor. (Agência CanalEnergia - 26.02.2016)

Produção de gás natural bate recorde, mas demanda reduz 4,2% em 2015

A produção nacional de gás natural ultrapassou a marca de 100 milhões de metros cúbicos diários pela primeira vez na história, ao elevar a produção, em dezembro, em 6,6% na comparação com novembro, ao mesmo tempo que a demanda teve queda de 4,2% na comparação mensal. Com isso, a reinjeção de gás nos campos e a redução na regaseificação foram as principais consequências no mercado, de acordo com dados consolidados do MME. No último mês de 2015 foram produzidos 100,40 milhões de m³/dia, contra 94,19 milhões de m³/dia em novembro. A média de produção no ano ficou em 96,24 milhões de m³/dia, contra 87,38 milhões de m³/dia médios em 2014. No entanto, de acordo com os dados, a reinjeção foi de 28,99 milhões de m³/dia, pouco abaixo dos 29,92 milhões de m³/dia de novembro, mas acima do verificado nos demais meses do ano, com a contribuição do campo de Lula, com 46,7% do volume total reinjetado. "Após a inauguração do gasoduto de escoamento Rota 2, em fevereiro de 2016, o aproveitamento do gás nesse campo deverá apresentar melhora", disse o MME no Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. A regaseificação de GNL em dezembro totalizou 11,87 milhões de m³/dia, contra 20,98 milhões de m³/dia um mês antes. (Agência Brasil Energia - 29.02.2016)

MME mantém garantia física de sete termelétricas

O MME manteve, no dia 29 de fevereiro, as garantias físicas de sete usinas termelétricas relativas ao segundo semestre de 2011. Na UTE Aureliano Chaves (MG), a garantia é de 178,9 MW médios. Na UTE Fernando Gasparian (SP), ela fica em 345,4 MW med. Na UTE Araucária (PR), o valor é de 365,2 MW med. Já na UTE Sepé Tiaraju (RS), a garantia é de 76,7 MW med. Na Bahia, a garantia da UTE Rômulo Almeida é de 115,3 MW med e a da UTE Celso Furtado, de 134,6 MW med. No Rio Grande do Norte, a térmica Jesus Soares Pereira teve a garantia mantida em 222,3 MW med. (Agência CanalEnergia - 01.03.2016)

Produção gás natural aumenta 0,7% em janeiro no Brasil

A produção total de petróleo e gás natural no Brasil no mês de janeiro totalizou 2,959 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d). A produção total de petróleo em janeiro de 2016 foi de aproximadamente 2,353 milhões de barris por

dia (bbl/d), uma redução de 7,1% na comparação com o mês anterior e de 4,7% em relação ao mesmo mês em 2015. Já produção de gás natural totalizou 97,2 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d), uma redução de 3,1% frente ao mês anterior e aumento de 0,7 % na comparação com o mesmo mês em 2015. A redução na produção deve-se a paradas programadas em plataformas. A produção do pré-sal, oriunda de 53 poços, foi de 823 mil barris de petróleo por dia (bbl/d) de petróleo e 32,8 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d) de gás natural, totalizando 1,029 milhão de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), uma redução de 5,6% em relação ao mês anterior. O aproveitamento de gás natural no mês foi de 96,6%. A queima de gás em janeiro foi de 3,3 milhões de metros cúbicos por dia (m³/d), uma redução de 3,4% se comparada ao mês anterior e de 19% em relação ao mesmo mês em 2015. (Agência CanalEnergia - 03.03.2016)

Fundos britânicos têm até R\$ 7 bi para energia e óleo e gás

Empresas dos setores de energia elétrica e petróleo e gás natural podem ter acesso a dois fundos de incentivo do Reino Unido no Brasil, com recursos de até 1,345 bi de libras (o equivalente a R\$ 7 bi). O valor não é totalmente voltado para o país nem exclusivo para as duas áreas, mas o Brasil é considerado, pelo governo britânico, um dos destinos prioritários para investimentos em energia. Um dos fundos, o "Newton Fund", tem 45 mi de libras (cerca de R\$ 245 mi), com contrapartida em igual valor pelo governo brasileiro, para a capacitação de pessoas e o financiamento de pesquisas e projetos de inovação no Brasil. O outro, o "Prosperity Fund", possui investimento global de 1,3 bi de libras (cerca de R\$ 7 bi), em várias áreas, com destaque para energia. Apesar de a iniciativa ser mundial, o Brasil é um dos países prioritários. "Olhando para o futuro, temos aqui no Brasil dois fundos de apoio", afirmou o embaixador do Reino Unido no Brasil, Alex Ellis. O diplomata participará hoje de evento para promoção de intercâmbio entre empresas dos dois países na área de petróleo e gás natural, organizado pelo consulado britânico no Rio de Janeiro. Segundo o embaixador, apesar da queda do preço internacional do petróleo e da situação financeira delicada da Petrobras, âncora do setor no Brasil, há muitas oportunidades de negócios em conjunto no mercado petrolífero hoje. Ele ressaltou que existem mais de 200 empresas britânicas atuando no setor de óleo e gás, com destaque para a fabricação de robôs subaquáticos controlados remotamente (ROV, na sigla em inglês), utilizados nas atividades em águas profundas - perfil do Mar do Norte e das Bacias de Campos e Santos. "O Reino Unido continuará sendo um parceiro fiel do Brasil, especialmente nesse setor de petróleo e gás natural", disse Ellis. O embaixador contou que já teve reuniões com o diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Petrobras, Ivan Monteiro, para tratar de oportunidades e lembrou que os maiores investidores britânicos no Brasil são do setor de óleo e gás. "A BG e a Shell separadamente já eram empresas muito grandes no Brasil. Agora [com a aquisição da BG pela Shell] ainda mais. O Brasil, em termos de exploração, é o país mais importante do mundo para a Shell nos próximos anos. Não foi por acaso que o presidente global da Shell [Ben Van Beurden] veio ao Brasil no dia da fusão", disse Ellis. (Valor Econômico - 08.03.2016)

Gasoduto que faria o transporte das reservas de gás do pré-sal até São Paulo, Rota 4, é opção viável

De acordo com fontes do mercado, o principal obstáculo para instalação de térmicas de grande porte em São Paulo ainda é a falta de disponibilidade de gás natural. A Secretaria de Energia chegou a informar que tentaria entendimentos com a Petrobras para viabilizar operações de swap, em que a companhia passaria a entregar o combustível em São Paulo em contrapartida à injeção de cargas de GNL em seus terminais. Outra possibilidade, agora mais remota, seria a viabilização da chamada Rota 4, gasoduto que faria o transporte das reservas de gás do pré-sal até São Paulo. A ideia do empreendimento foi lançada no ano passado, tendo a Comgás como a designer do projeto – mas não necessariamente participando como investidora, e a Secretaria de Energia como apoiadora da iniciativa. Como a alimentação desse gasoduto depende da continuidade das obras de exploração da bacia, a movimentação acabou desacelerada, dependendo agora da retomada dos investimentos por parte da Petrobras. Em paralelo, ainda há a queda dos preços no mercado livre, o encolhimento do consumo de energia e a sobrecontratação das distribuidoras jogando contra a expansão da geração elétrica. A EPE, que já adiou três vezes a realização do leilão A-5 deste ano, licitação mais apropriada para projetos térmicos de maturação mais longa, exigia contrato de fornecimento de combustíveis por 20 anos, mas acabou flexibilizando as condições, devido a escassez de oferta do produto. (Agência Brasil Energia – 08.03.2016)

Dilma aprova medidas de incentivo à produção de petróleo e gás

A presidente Dilma Rousseff aprovou resolução do CNPE sobre incentivos à exploração e à produção de petróleo e gás natural. Pela resolução nº 2, de 3 de março de 2016, a ANP fica autorizada a prorrogar os prazos de vigência dos contratos de concessão firmados por ocasião da Rodada Zero, em 1998. A prorrogação deverá ser efetuada apenas para os campos cuja extensão do prazo de produção se mostre viável para além do período contratual original. As concessionárias interessadas na prorrogação deverão submeter à aprovação da ANP o novo Plano de Desenvolvimento, indicando os investimentos a serem realizados. Além disso, o prazo de prorrogação deverá ser compatível com as expectativas de produção decorrentes do novo Plano de Desenvolvimento e dos novos investimentos, limitado a 27 anos. A ANP terá um prazo de 30 dias para notificar as concessionárias operadoras de campos que não tenham apresentado produção nos últimos seis meses para que restabeleçam a produção nos próximos 12 meses, ou para que, nesse período, transfiram os direitos sobre esses campos para empresas que se comprometam e tenham capacidade de cumprir a produção. Além disso, a resolução propõe a prorrogação da vigência do regime aduaneiro especial de exportação e de importação de bens destinados às atividades de pesquisa e de lavra das jazidas de petróleo e gás natural, o Repetro. (Agência CanalEnergia – 09.03.2016)

GNL americano para o Brasil pode virar rotina

A primeira carga de GNL exportada pelos EUA, que está prevista para chegar ao Brasil na próxima semana, deve inaugurar um período de crescimento das exportações de gás da América do Norte para a os países sul-americanos. É no que acredita Edward Chow, pesquisador sênior do Centre for Strategic and International Studies (CSIS). O especialista acredita que uma das razões para a consolidação dessa nova rota de GNL é a diferença do preço do gás comercializado nos EUA e na América do Sul. Enquanto os americanos compraram o energético por uma média de US\$ 2,62/MMBtu no Henry Hub, em 2015, as distribuidoras brasileiras, por exemplo, pagaram entre US\$ 10/MMBtu e US\$ 6/MMBtu à Petrobras no período. "Creio que haverá muito gás vindo para a América do Sul nos próximos anos", disse Chow, durante apresentação nesta quinta-feira (10/3) no evento Geopolítica da Energia, promovido pelo Consulado dos EUA, no Rio de Janeiro. A Petrobras comprou a primeira carga de GNL exportada dos Estados Unidos Continental (Lower 48, que exclui Alasca e Havaí), prevista para chegar ao terminal de regaseificação da Bahia na próxima semana. A embaixadora dos EUA no Brasil, Liliana Ayalde, disse que o momento vivido pelos EUA, que assumem um papel importante no fornecimento de petróleo mundial em função da revolução do shale, deve ser aproveitado pelo Brasil. "É uma boa hora para os países aprofundarem suas parcerias no setor de energia". Apesar das restrições internas, os Estados Unidos é exportador de GNL há anos, inclusive para o Brasil, e a compra feita pela Petrobras, na verdade, marca a entrada em operação do primeiro de uma série de novos terminais de GNL em construção na costa do Golfo do México. Os investidores (Cheniere, no caso da venda para Petrobras) precisaram de aval do governo e de agências regulatórias para exportar o GNL, que é uma reivindicação de empresas americanas de olho na grande oferta interna de gás e nos preços praticados internacionalmente. Atualmente, os fornecedores de GNL ao Brasil são Catar, Emirados Árabes, Espanha, Nigéria, Noruega, Portugal, Trinidad e Tobago, Holanda e Reino Unido. O preço médio praticado em 2015 foi da ordem de US\$ 9/MMBtu (FOB). (Agência Brasil Energia – 10.03.2016)

Novas medidas de óleo e gás elevarão PIB em 0,4 ponto percentual por ano

As novas medidas regulatórias do CNPE elevarão o PIB em 0,4 ponto percentual por ano, o que equivale a 4,4 pontos percentuais até 2027. A estimativa consta de estudo divulgado hoje (14) pela Secretaria de Política Econômica (SPE) do Ministério da Fazenda. O CNPE publicou no início do mês uma resolução com quatro pontos: a prorrogação da Rodada Zero (primeira rodada de concessões pela Lei do Petróleo de 1997), estímulos para a retomada da produção de petróleo em campos cuja extração foi interrompida, a regulamentação de jazidas conectadas com áreas concedidas e a prorrogação do Repetro (regime especial que isenta os fornecedores do recolhimento de alguns tributos federais e estaduais). O estudo analisou o impacto das três primeiras medidas sobre a retomada dos investimentos em petróleo e gás. Considerando uma taxa média de câmbio de R\$ 4 por dólar, essas medidas devem gerar investimentos de R\$ 314,7 bi (US\$ 78,7 bi) nos próximos dez anos e estimular a extração de até 8 bilhões de barris. A estimativa considera apenas os campos unitinizáveis – conectados com áreas concedidas – em estágio de regularização na Agência

Nacional do Petróleo. De acordo com a Secretaria de Política Econômica, a prorrogação da Rodada Zero permitirá investimentos de R\$ 216 bi (US\$ 54 bi) nos próximos dez anos para revitalizar os campos de produção. Segundo o estudo, os investimentos só poderiam ser viabilizados com a prorrogação das concessões que venceriam em 2025. A retomada da produção em campos interrompidos obriga as empresas a reativar a extração ou a transferir os direitos a outras companhias que se comprometam a retomar a produção. Conforme o estudo da secretaria, a medida não deve elevar os investimentos porque os equipamentos estão instalados nesses campos, mas viabilizará a extração de 433 mi de barris em 59 campos. Os campos unitinizáveis encontram-se em áreas conectadas a um polígono (junção de campos) concedidos, mas a ligação só é descoberta depois que o petróleo começa a ser explorado. Como essas áreas pertencem à União, a extração nos campos unitinizáveis só pode ser feita sob o regime de partilha e depende da ANP. O governo calcula que a regulamentação permitirá a extração de 2,2 bilhões de barris de petróleo, com investimentos de R\$ 96,8 bi (R\$ 24,2 bi) nos próximos 10 anos. (Agência Brasil - 14.03.2016)

Primeira carga de GNL exportada pelos EUA chega ao Brasil

O Brasil foi o primeiro destino do primeiro carregamento de gás natural liquefeito exportado pela parte continental dos EUA. A Americana Cheniere Energy exportou 160 mil metros cúbicos de gás natural para a Petrobras, destinado ao mercado interno, especialmente à geração de energia térmica. O montante é equivalente a 96 milhões de m³ de gás natural, estima a petroleira brasileira. O navio metaneiro Asia Vision partiu do terminal de Sabine Pass, no estado da Louisiana (EUA) A operação contou com a presença do cônsul-geral dos Estados Unidos no Rio de Janeiro, James Story, Renato Pereira, vice-presidente da Cheniere Energy; e Alvaro Tupiassu, gerente executivo de Comercialização de Gás e Energia da Petrobras. A Petrobras avalia que o mercado brasileiro de GNL nos próximos anos passará por um processo de diversificação de players e descentralização do fornecimento de combustível. Em evento realizado na semana passada, Tupiassu traçou cenário de maior competição do negócio no país até o final da década. "Nossas projeções apontam que, até aproximadamente o ano de 2020, o mercado contará com um maior número de players, produzindo e/ou importando e podendo vender diretamente aos consumidores finais. Essa é uma tendência natural, dado o reposicionamento da companhia nas atividades ligadas à área de gás natural", analisou Tupiassu. No país, já há alguns sinais de diversificação. A Bolognesi fechou contratos de fornecimento de GNL com a Shell para atender suas térmicas em implantação na Bahia e no Rio Grande do Sul, enquanto a Exxon será a supridora da térmica da Genpower que será construída no Sergipe. Segundo a Petrobras, atualmente a importação de GNL corresponde a aproximadamente 20% da oferta de gás no país. (Agência Brasil Energia - 16.03.2016)

ANP faz audiência pública sobre envio de informações para transporte de gás

A ANP fará uma audiência pública para divulgar as mudanças nos procedimentos de envio de informações referentes à atividade de transporte de

gás natural para a agência e também para os carregadores envolvidos. A audiência será realizada no dia 31 de maio, das 14h às 17h, no escritório central da ANP, no Rio de Janeiro. Os interessados também podem contribuir por meio de consulta pública, aberta até 17 de abril. O objetivo da ANP é obter subsídios para a redação final da nova resolução, que deve substituir a regulamentação vigente, de 2003. No dia 18 de março,, a ANP publicou a Resolução nº 11/2016, que regulamenta o livre acesso aos gasodutos de transporte para “permitir a efetiva competição nas atividades de produção e comercialização de gás natural”, informou. O texto incluiu também o swap de gás natural, que consiste na negociação do transporte de gás pelo volume disponível nos gasodutos, e não pelo fluxo físico da molécula. Uma das novidades é a figura do carregador, agente interessado em utilizar o serviço de movimentação de gás. Para isso, o carregador participa de uma chamada pública para contratar capacidade de transporte em dutos existentes, a serem construídos ou ampliados. A agência tem então 90 dias para analisar e aceitar ou não a negociação. (Agência Brasil Energia - 23.03.2016)

Desligamento de térmicas e retração econômica derrubam consumo de gás natural em janeiro

O consumo total de gás natural caiu 3,12% em janeiro em relação a dezembro do ano passado, com 68 milhões de metros cúbicos. Na comparação anual, a queda foi de 13,8%, consequência do desligamento de parte das termelétricas a gás, com a melhora do armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas, informou a Abegás nesta quarta-feira (23/3). No entanto, a retração da economia também refletiu na retração da demanda, de acordo com a entidade. O segmento residencial apresentou crescimento de 13,9% contra um ano antes, resultado do investimento das concessionárias na expansão da rede de distribuição e no esforço pela captação de novos clientes. Já o pequeno aumento na produção industrial puxou a alta de 4,6% no volume de gás natural em janeiro frente a dezembro. Frente a janeiro de 2015, a queda é de 13,3%, de acordo com o levantamento feito pela associação. (Agência Brasil Energia - 23.03.2016)

ONS defende mudanças na CVaR para despachar térmicas com antecedência

O ONS defende uma alteração nos parâmetros alfa e lâmbida da CVaR, de modo que o modelo possa refletir com antecedência o despacho térmico. A ideia é que as usinas comecem a ser ligadas antes, para evitar que, em momentos ruins, tenha que se ligar todo o parque térmico, inclusive as usinas mais caras, aos mesmo tempo. À medida vinha sendo estudado pela CPAMP, segundo Hermes Chipp, diretor-geral do ONS, e na última reunião foi tomada a decisão pela revisão dos parâmetros. "Achamos que tem que rever os parâmetros em função de que agora ocorreu uma hidrologia média, o CMO está baixo, mas estamos despachando térmicas olhando o futuro. Com a mudança nos parâmetros, a ideia é despachar mais térmicas com antecedência", explicou Chipp, que participou nesta quarta-feira, 30 de março, do evento Agenda Setorial 2016, promovido pelo Grupo CanalEnergia, no Rio de Janeiro. Chipp disse ainda que o perfil da matriz está mudando e isso tem que estar refletido nos parâmetros do modelo. "Hoje temos

mais usinas com intermitência grande e isso tem que refletir [no modelo]", apontou. Para ele, atualmente ainda não é possível voltar ao despacho por ordem de mérito. Isso levaria os reservatórios, segundo Chipp, a chegar ao final de novembro com apenas 12% de armazenamento no Sudeste/Centro-Oeste. A ideia do operador é chegar ao fim do período seco com um armazenamento em torno de 30%. "Não quero nunca mais chegar no fim do período seco com armazenamento de 10% ou perto disso", declarou. Já o presidente da Empresa de Pesquisa Energética, Maurício Tolmasquim, defendeu que a operação precisa voltar, de preferência o quanto antes, para a ordem de mérito. "Em algum momento tem que voltar à normalidade. O ideal é que [o despacho] esteja no modelo, que todos podem rodar, de forma transparente", afirmou. Ele também defendeu que se o modelo não está refletindo o despacho necessário, que é preciso mudar os parâmetros da CVaR. (Agência CanalEnergia - 30.03.2016)

CMSE deverá discutir novos desligamentos de térmicas

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico deverá discutir na próxima reunião marcada para o dia 6 de abril a possibilidade de desligamento de novas térmicas. Um estudo com as consequências de um novo desligamento de usinas será apresentado na ocasião pelo ONS. Hermes Chipp, diretor-geral do ONS, avalia que, no momento, é importante manter ligadas as usinas com CVU até R\$ 211/MWh. Na visão do ONS não há espaço, no momento, para o desligamento de novas usinas, no entanto, Chipp frisa que o Comitê é soberano para decidir. "O Comitê é soberano para decidir e para assumir a responsabilidade", declarou o executivo que participou nesta quarta-feira, 30 de março, do evento Agenda Setorial 2016, que acontece no Rio de Janeiro. "Estamos numa situação bem melhor do que no ano passado, mas não é mar de almirante", comentou Chipp. O executivo disse ainda que o mês de abril não será uma mês de boas afluências. "O que estamos vendo é que a estação chuvosa já está se encerrando", analisou. Chipp informou que é preciso criar, o mais rápido possível, um caminho para escoar a energia eólica do Nordeste para o Sudeste e também a energia de Belo Monte, na falta das linhas que pertencem a Abengoa e que estão com obras paralisadas. Uma nota técnica elaborada pelo ONS mostra que a diferença na capacidade de escoamento do Nordeste para o Sudeste, sem as linhas da Abengoa, é de cerca de 3 mil MW. A perspectiva é que as linhas da Abengoa sofram um atraso de cerca de dois anos. (Agência CanalEnergia - 30.03.2016)

Gás natural fica mais barato no Rio a partir de maio

A partir de 10 maio as tarifas de gás natural ficarão mais baratas no Rio, informaram a CEG e a CEG Rio nesta quinta-feira. Segundo as empresas, a redução é reflexo da queda no custo de aquisição do gás natural fornecido pela Petrobras. No caso da CEG a redução para os clientes residenciais com consumo médio de até 7m³/mês será de 2,65%. Já para comércios com consumo médio de 400m³/mês e de 2.000m³/mês, a queda será de, respectivamente, 2,77% e 2,87%. Para indústrias com consumo médio de 50.000m³/mês, a redução será de 3,13%; para consumos médios de 300.000m³/mês, de 3,69%; e para consumos médios de 3.000.000 m³/mês, de 4,43%. Já CEG Rio reduzirá a tarifa em 2,59%, para quem

consome em média 7m³/mês. Para comércios com consumo médio de 400m³/mês e de 2.000m³/mês o impacto será de, respectivamente, -3,12% e -3,73%. Para indústrias com consumo médio de 50.000m³/mês, a redução será de 4,62%; para consumos médios de 300.000m³/mês, de 5,37%; e para consumos médios de 3.000.000m³/mês, de 6,30%. Para os postos de GNV, a queda será de 6,64%. (O Globo - 31.03.2016)

Entidade aponta entraves para expansão do gás natural

As usinas térmicas movidas a gás natural reúnem todos os atributos para assumir um papel mais importante na expansão do parque gerador brasileiro, em um contexto de esgotamento do potencial hidrelétrico e de crescimento das fontes com grandes variações sazonais, como a eólica e a biomassa. Para isso, no entanto, ainda é preciso remover entraves para a inserção maior do gás na matriz. Uma das travas é a exigência da comprovação de suprimento do insumo, por 15 anos, aos empreendedores que pretendam erguer novas usinas e oferecer os MW gerados por esses projetos nos leilões da Aneel. Em um estudo recém-concluído, o Instituto Acende Brasil afirma que esse tipo de exigência é "incompatível" com a realidade da indústria petrolífera e defende uma flexibilização do prazo. "Não é necessário fazer a comprovação tantos anos à frente: bastaria um horizonte suficientemente longo que permitisse a instalação de outros geradores, em caso de redução ou término da capacidade de produção da termelétrica. Nesse sentido, seria suficiente estabelecer uma exigência anual da capacidade para atendimento ao mercado nos cinco anos seguintes", diz o estudo do Acende Brasil, uma espécie de observatório do setor elétrico. No ano passado, o leilão A-5 da Aneel tinha inicialmente 31 projetos inscritos de usinas a gás, mas só sete foram habilitados, devido justamente à dificuldade de obter comprovação de fornecimento do combustível para todo o período do contrato, conforme lembra o "White Paper nº 16" do instituto, que está pronto e será lançado nos próximos dias. Outra dificuldade é o acesso à infraestrutura de processamento do insumo. Não há regras que permitam o compartilhamento dos terminais de regaseificação de gás natural liquefeito (GNL), normalmente alocados em navios-plataforma na costa brasileira para receber combustível importado, hoje usados sempre por única empresa. A ideia é que, havendo capacidade ociosa, esses terminais e a rede de dutos que os ligam às térmicas possam ser usados por mais de um empreendedor. Isso poderia favorecer a divisão de custos. (Valor Econômico - 04.04.2016)

Instituto Acende Brasil: ampliação do parque gerador terá que considerar seis atributos no futuro

Ao avaliar as condições do sistema elétrico brasileiro, o estudo recém-concluído do Instituto Acende Brasil indica que a ampliação do parque gerador terá que considerar seis atributos no futuro: usinas localizadas perto de áreas com maior crescimento de carga, possibilidade de suprir energia nos períodos em que o sistema mais precisa, capacidade de modulação diária (acionamento rápido), independência das condições climáticas, baixo impacto ambiental e prazo curto de implantação. "A expansão da nossa oferta de energia tem se dado, em grande

parte, por fontes que têm alguma sazonalidade, ou seja, intermitência na capacidade de gerar", afirma o presidente do instituto, Cláudio Sales. Esse é o caso de hidrelétricas a fio d'água, com reservatórios menores, e usinas eólicas ou de biomassa. "Por mais que os volumes de outras fontes sejam crescentes, isso não exclui a complementação termelétrica, que se torna indispensável para um sistema como o brasileiro." Sales cita um progresso animador. Uma resolução da ANP, publicada no dia 18 de março, obriga os donos de gasodutos de transferência a declarar sua capacidade. Se houver ociosidade, pode haver compartilhamento dessas estruturas, que ligam blocos "offshore" a unidades de processamento de gás em terra. Essa medida abre caminho para que produtores de gás em alto mar possam se juntar e bancar um duto que atenda a todos simultaneamente. "Finalmente houve um bom avanço", diz Sales. (Valor Econômico - 04.04.2016)

Produção de gás cresce 0,5% em fevereiro, segundo ANP

A produção de gás natural em fevereiro totalizou 97,7 milhões de m³/d, um aumento de 0,5% frente ao mês anterior e de 2,5 % na comparação com o mesmo mês em 2015. De acordo com a ANP, o aproveitamento de gás no mês foi de 95,2%. A queima de gás em fevereiro foi de 4,7 milhões de m³/d, um aumento de 43,8% se comparada ao mês anterior e de 44,3% em relação ao mesmo mês em 2015. O aumento da queima de gás natural no mês foi devido, principalmente, ao comissionamento da plataforma FPSO Cidade de Maricá, que iniciou suas operações no mês de fevereiro. A produção do pré-sal, oriunda de 54 poços, foi de 34,6 milhões de m³/d de gás natural, totalizando 1,091 milhão de barris de óleo equivalente por dia, um aumento de 6,0% em relação ao mês anterior. Os campos marítimos produziram 76,6% do gás natural. A produção ocorreu em 8.913 poços, sendo 775 marítimos e 8.138 terrestres. Os campos operados pela Petrobras produziram 94% do petróleo e gás natural. O campo de Lula, na Bacia de Santos, foi o maior produtor de petróleo e gás natural, produzindo, em média, 442,7 mil bbl/d de petróleo e 20,4 milhões de m³/d de gás natural. As bacias maduras terrestres produziram 4,9 milhões de m³/d de gás natural. Em fevereiro de 2016, 310 concessões operadas por 26 empresas foram responsáveis pela produção nacional. Destas, 81 são concessões marítimas e 229 terrestres. Do total das concessões produtoras, três encontram-se em atividade exploratória e produzindo através de Teste de Longa Duração e outras dez são relativas a contratos de áreas contendo acumulações marginais. (Agência CanalEnergia - 04.04.2016)

Produção de gás e petróleo no pré-sal cresce 6% em fevereiro, diz ANP

A produção de gás e petróleo nos campos do pré-sal registrou um aumento de 6% em fevereiro, comparado com o mês anterior. A informação foi divulgada nesta segunda-feira pela ANP. "A produção do pré-sal, oriunda de 54 poços, foi de 873,5mil barris por dia, de petróleo, e 34,6 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural, totalizando 1,091 milhão de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), um aumento de 6,0% em relação ao mês anterior", disse a ANP, em nota. Segundo a agência, o aproveitamento de gás natural no mês foi de 95,2%: "A

queima de gás em fevereiro foi de 4,7 milhões de metros cúbicos por dia, um aumento de 43,8% se comparada ao mês anterior e de 44,3% em relação ao mesmo mês em 2015. O aumento da queima de gás natural no mês foi devido, principalmente, ao comissionamento da plataforma FPSO Cidade de Maricá, que iniciou suas operações no mês de fevereiro." A produção total de petróleo e gás natural no Brasil, no mês de fevereiro, de acordo com a ANP, totalizou 2,950 milhões de barris de óleo equivalente por dia. Por outro lado, a produção total de petróleo em fevereiro de 2016 foi de aproximadamente 2,335 milhões de barris por dia, uma redução de 0,8% na comparação com o mês anterior e de 4,0% em relação ao mesmo mês em 2015. Já produção de gás natural totalizou 97,7 milhões de metros cúbicos por dia, um aumento de 0,5% frente ao mês anterior e de 2,5 % na comparação com o mesmo mês em 2015. (O Globo - 04.04.2016)

Pernambuco revoga ICMS sobre gás natural para geração termelétrica

O estado de Pernambuco deve recuperar cerca de R\$ 40 mi por ano com o fim da isenção de ICMS sobre o gás natural destinado à geração termelétrica. A iniciativa teve início a partir da proposta feita pelo presidente da Copergás, Décio Padilha, ao governo do estado, pela revogação do benefício fiscal. O fim da isenção teve início a partir do último dia 1º/4 e pode trazer à Copergás créditos de ICMS. Segundo Padilha, a empresa vinha acumulando nos últimos anos uma perda de R\$ 5 mi por mês com despesa de ICMS sobre gás adquirido em outros estados. A isenção fiscal teve início em 2004 com o faturamento pela Petrobras sendo feito em Pernambuco. A decisão da empresa de propor o fim da isenção de ICMS se deveu pelo faturamento do gás a partir do estado do Rio Grande do Norte, "numa decisão unilateral", segundo a empresa. A Copergás pretende atender a um universo de 40 mil consumidores residenciais até o fim de 2017, segundo a companhia. Atualmente, a empresa possui 20 mil clientes no segmento. Em paralelo, a companhia assinou contrato de financiamento com o Banco do Nordeste do Brasil (BNB) no valor de R\$ 50 mi, com juros de 9,5% ao ano e prazo de cinco anos. (Agência Brasil Energia - 05.04.2016)

Produção média de gás natural da Petrobras aumenta 1,8% no mês de fevereiro

Dados da ANP, apontam que a produção média de gás natural da Petrobras no país em fevereiro, excluído o volume liquefeito, foi de 75,4 milhões m³/dia, 1,8% acima do mês anterior (74,1 milhões m³/dia). Já a produção total de gás no Brasil, ainda no mês de fevereiro, foi de 97,7 milhões de m³/dia, 0,5% acima da obtida em janeiro. Mantendo-se estável no mês de fevereiro, a produção média de petróleo da Petrobras foi de 2 milhões de barris por dia, mesmo nível alcançado no mês anterior. O volume total de petróleo produzido no país no mesmo mês, incluindo as demais empresas do setor, foi de 2,335 milhões de bpd, 0,8% inferior a janeiro. (Agência CanalEnergia - 11.04.2016)

Consumo de gás pela indústria tem ligeira queda em fevereiro

O consumo de gás natural pelo setor industrial encerrou fevereiro com a marca de 40,29 milhões de m³/dia, alta de 1,72% na comparação com janeiro. A média

parcial do ano ficou em 39,94 milhões de m³/dia, 8,42% abaixo da totalizada em 2015. Os dados são do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, do MME, divulgados nesta quinta-feira (14/4). Na geração de energia, fevereiro fechou com demanda de 36,40 milhões de m³/dia, 7,89% abaixo do totalizado em janeiro. Na média parcial do ano, o volume demandado ficou em 38,01 milhões de m³/dia, contra 45,90 milhões de m³/dia da média de 2015, o que evidencia o desligamento de usinas com custo de combustível superior a R\$ 211/MWh. A demanda total de gás natural no país em fevereiro fechou em 86,47 milhões de m³/dia, 1,93% abaixo do apurado em janeiro. A média do ano até fevereiro ficou em 87,35 milhões de m³/dia, 11,44% abaixo da média do ano passado. O documento destacou ainda a produção nacional recorde de 101,2 milhões de m³/dia, 4% acima do apurado um mês antes, e redução de importação de gás em 11,3%, devido à menor regaseificação de GNL, que passou de 14,0 milhões de m³/dia em janeiro para 10,0 milhões de m³/dia em fevereiro. (Agência Brasil Energia – 14.04.2016)

Consumo de gás natural cai 18% em fevereiro

O consumo de gás natural no Brasil em fevereiro alcançou 67,1 milhões de m³ diários, com queda de 18% em relação a igual período do ano passado, de acordo com dados antecipados pelo Valor PRO, serviço de informações em tempo real do Valor, e que serão divulgados esta semana pela Abegás. Na comparação com janeiro deste ano, o consumo do energético no país recuou 1,3%. De acordo com o presidente da entidade, Augusto Salomon, a retração no consumo, principalmente na comparação com 2015, foi motivada pela redução da atividade industrial e da desaceleração econômica do país. Ele, no entanto, acredita que o cenário vai mudar em "algum momento" e que o gás será um insumo estratégico para a retomada da economia. O segmento que apresentou a maior queda na comparação anual foi o de geração de energia, cujo consumo em fevereiro ficou em 25,1 milhões de m³ diários, volume 30,13% inferior ao observado em igual período do ano passado, refletindo a redução da geração termelétrica a gás, devido à melhora das condições do sistema elétrico. Em relação a janeiro, o consumo das térmicas também caiu 9,41%. Já o setor industrial apresentou crescimento de 2,7% do consumo de gás natural em fevereiro, ante o mês anterior, para 25,7 milhões de m³ diários. Na comparação com fevereiro de 2015, o recuo foi de 14,3%, refletindo a queda da atividade econômica do país. Outros quatro segmentos – residencial, comercial, automotivo e de co-geração – apresentaram crescimento do consumo tanto em relação a janeiro quanto na comparação anual. As residências tiveram as variações mais expressivas, com consumo de 924 mil m³ diários, com alta de 30,20% ante fevereiro de 2015 e de 28,59% em relação a janeiro. O setor de comércio consumiu 798 mil m³ diários, com alta de 10% em relação a fevereiro do ano passado e de 16,3% ante o primeiro mês de 2016. Segundo a Abegás, o resultado dos setores residencial e comercial se deve à expansão das redes de distribuição e à captação de novos clientes pelas concessionárias. O consumo de GNV em fevereiro, de 4,8 milhões de m³ diários, avançou 5% em relação a janeiro deste ano e cresceu 0,16% na comparação com igual mês de 2015. (Valor Econômico – 18.04.2016)

Térmicas reduzem geração em 19% em janeiro, segundo CCEE

O conjunto de usinas térmicas do Sistema Interligado Nacional reduziu em 19% a geração de energia no primeiro mês do ano, segundo a CCEE, na comparação com 2015. As usinas movidas a óleo diesel e carvão mineral diminuíram em 48% e 28% a produção, respectivamente, na comparação com o mesmo período do ano anterior. A queda, de acordo com a CCEE, tem como principal fator o desligamento das 21 termelétricas de custo mais elevado do sistema, decisão tomada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ainda no ano passado, com a melhora no nível de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas. Na análise da representatividade, a fonte térmica foi responsável por 21% dos 61.166 MW médios gerados em janeiro. A hidráulica alcançou 71%, enquanto as PCHs entregaram 5% ao SIN. A geração eólica, por sua vez, foi responsável por 3% do total produzido no período. A CCEE informou ainda que em janeiro, o índice de rotatividade apresentou crescimento de 15,2% para contratos convencionais e 9,6% para o incentivado. O índice de rotatividade é a relação entre o volume de energia elétrica transacionado e o volume consumido. (Agência CanalEnergia - 18.04.2016)

Consumo de gás natural cai 18% em fevereiro

O consumo de gás natural caiu 18% em fevereiro de 2016, totalizando 67,1 mi de m³/dia, de acordo com levantamento da Abegás. No mesmo mês do ano passado, foram consumidos 78,2 mi de m³/dia de gás. De acordo com a associação, o resultado reflete a redução da demanda por energia elétrica e, conseqüentemente, do desligamento das usinas termelétricas a gás natural. Essa parcela sofreu uma redução de 9,4% em fevereiro ante janeiro e 30,1% na comparação com fevereiro do ano passado, passando para 24,8 mi de m³/d. A indústria, responsável por uma das maiores parcelas da demanda brasileira, registrou baixa de 14,3% no ano, para 25,7 mi de m³/d. Já com relação a janeiro de 2016, houve aumento de 2,7%. Na comparação mensal, entre fevereiro e janeiro desse, o consumo dos setores residencial, comercial e de cogeração subiu 28,6%, 16,3% e 8,9%, respectivamente. Na análise da Abegás, o bom resultado registrado nos segmentos comercial e residencial é fruto do investimento das concessionárias de distribuição na expansão da rede de gasodutos e na captação de novos clientes. Houve também crescimento no uso do GNV em fevereiro na base mensal, com alta de 5%, totalizando 4,84 mi de m³/d no período. (Agência Brasil Energia - 19.04.2016)

Geração térmica cai 19% em janeiro

A geração de térmicas caiu 19% em janeiro, na comparação com igual mês de 2014, segundo a CCEE. As produção de usinas que consomem óleo diesel e a carvão mineral, fontes mais caras e poluentes, teve quedas ainda maiores: 48% e 28%, respectivamente, no mesmo período. A queda da geração térmica é reflexo do desligamento de 21 usinas de custo mais elevado do sistema, possibilitado com a melhora no nível de armazenamentos dos reservatórios no final do ano passado. Ainda assim, a fonte térmica foi a segunda maior fonte de geração no

período, produzindo 21% dos 61.166 MW médios gerados em janeiro. A geração hidráulica alcançou 71%, enquanto as PCHs foram responsáveis por entregar 5% da energia ao SIN. A geração eólica, por sua vez, foi responsável por 3% do total produzido no período. As informações estão disponíveis no InfoMercado, divulgado hoje pela CCEE. No relatório, a câmara também divulga que em janeiro a liquidez do mercado, medido pelo índice de rotatividade, que dá a relação entre o volume de energia elétrica transacionado e o volume consumido, cresceu 15,2% para contratos convencionais e 9,6% para os incentivados (de fontes renováveis). De acordo com a CCEE, as liquidações financeiras movimentaram, em março, R\$ 731,9 mi. Destes, R\$ 502,286 mi foram referentes a liquidação das contas de garantia física e potência, na qual são pagadoras 45 distribuidoras. Nesta operação houve adimplência de 98%. Os empreendimentos enquadrados no regime de cotas somam garantias físicas da ordem de 8,3 GW médios. O montante restante, R\$ 229,681 referente à energia de Angra I e II, representou uma adimplência de 99,2%. (Agência Brasil Energia - 19.04.2016)

Importação de GNL sobe quase 20% em janeiro

A importação de GNL subiu 18,5% no Brasil em janeiro de 2016, totalizando 14,1 milhões de m³/dia. De acordo com a Comerc, o aumento foi necessário para suprir a lacuna deixada pela queda da produção doméstica. No mesmo período, a oferta de gás natural para o mercado caiu 11,8%, passando para 41,9 milhões de m³/dia. Segundo a Comerc, a demanda industrial pelo energético cresceu frente a janeiro do ano passado, o que também justifica a necessidade da Petrobras de comprar mais GNL no mercado externo. Também na comparação anual, os segmentos residencial e comercial, juntos, registraram uma baixa de 21,5% no período. Outro destaque do mês foi o crescimento da reinjeção de gás natural nos campos produtores do país, de 5%. O volume reinjetado bateu recorde histórico, chegando a 31,4 milhões de m³/dia. Por outro lado, tanto o consumo com atividades de exploração e produção de petróleo e gás como a queima do combustível recuaram 1,2% e 3,4% em janeiro, respectivamente, para 12,4 milhões de m³/dia e 3,3 milhões de m³/dia. Com a atualização trimestral, a parcela variável do preço do gás natural nacional foi reduzida em 11%, para US\$ 5,30/milhão de BTU. Já o preço do gás boliviano permaneceu o mesmo em fevereiro de 2016 daquele observado no mês anterior, US\$ 5,09/milhão de BTU no city gate brasileiro. Esse índice será revisto ainda em abril, de acordo com a Comerc. No mercado internacional, enquanto o Henry Hub foi cotado a US\$ 1,99/milhão de BTU em fevereiro, valor 13% inferior ao registrado no mês anterior, o preço médio do GNL no mercado asiático registrou média de US\$ 5,09/milhão de BTU, queda de 5% na mesma comparação. (Agência Brasil Energia - 20.04.2016)

Efeito da queda do preço do barril de petróleo chega ao gás natural

A intensificação da trajetória de queda dos preços do barril de petróleo no início deste ano começou a chegar aos consumidores de gás natural no Brasil. A partir deste mês, clientes passarão a pagar menos pelo combustível em alguns dos principais mercados do país, como Rio, Bahia e Minas Gerais - o que promete

aumentar a competitividade do gás frente aos seus principais concorrentes. A partir de junho, são aguardadas também quedas nas tarifas da Comgás, em São Paulo, onde se concentra a maior parte do consumo nacional. Os reajustes refletem a queda dos custos de aquisição do gás nacional pelas distribuidoras. Segundo a consultoria Gás Energy, os preços praticados pela Petrobras no city-gate (ponto de entrega onde a estatal repassa o gás para a rede de distribuição das concessionárias) caíram 7% em maio, em função do impacto da queda do preço do barril sobre a parcela variável - que corresponde ao preço da commodity, em si, e que é reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos internacionais e do câmbio. Dados da Abrace mostram que o reajuste trimestral da Petrobras, em maio, foi o terceiro consecutivo a jogar para baixo os preços do gás no city-gate, mas que foi a partir de fevereiro que as quedas se tornaram mais expressivas. Na ocasião, segundo a Comerc Energia, a estatal já havia repassado uma queda de 11% para as concessionárias. Diretor da Comerc, Pedro Franklin, lembra que no ano passado a depreciação do Brent já era uma realidade, mas destacou que os efeitos do cenário de baixa nos preços do barril têm chegado de forma "mais aparente" para o consumidor ao longo dos últimos meses, porque o câmbio se tornou mais favorável. "Os preços [no city-gate] já vinham refletindo a queda do barril desde o ano passado, mas essa redução não foi tão aparente [para o consumidor final] em função do câmbio. Houve trimestres [em 2015] em que o dólar subiu mais, proporcionalmente, que a queda do preço do barril", disse. De acordo com a Abrace, a queda dos custos de aquisição do gás tem sido repassada pelas distribuidoras. Estados como o Rio, Bahia e Alagoas, por exemplo, acumulam reajustes negativos da ordem de 10% nas tarifas. Segundo Franklin, essa retração das tarifas do gás deve aumentar ainda mais a relação de competitividade do combustível frente aos seus substitutos na indústria, como o óleo combustível e o GLP. "Essa relação de competitividade aumentou sim, principalmente porque a Petrobras, depois de muitos anos, descongelou os preços do GLP e também aumentou os preços do óleo combustível", afirmou. (Valor Econômico - 04.05.2016)

Demanda por gás em baixa

Foram consumidos 13,9 milhões de m³/dia de gás natural em São Paulo em março desse ano, o que representa uma retração de 12,8% frente ao mesmo mês de 2015. A maior queda foi registrada na indústria, de 16%, passando para 9,48 milhões de m³/dia de gás. Ainda de acordo com os dados do governo estadual, os setores residencial (558 mil m³/dia) e comercial (360 mil m³/dia) tiveram elevações de 4% e 4,4%, respectivamente. Já no setor automotivo, a demanda por GNV caiu 13,5%, totalizando 543 mil m³/dia de gás natural em março. Por fim, as usinas termelétricas consumiram 2,21 milhões de m³/dia, 11% menor. (Agência Brasil Energia - 06.05.2016)

ANP registra redução de 7,5% na produção de gás natural no Brasil em março

No mês de março, a ANP computou uma produção total de petróleo e gás natural no Brasil, de 2,833 milhões de barris de óleo equivalente por dia. A produção de gás natural somou 90,4 milhões de m³/d, uma redução de 7,5% frente ao mês

anterior e de 5,5% na comparação com o mesmo mês em 2015. O aproveitamento de gás natural no mês foi de 94,9%. A queima de gás em março foi de 4,6 milhões de m³/d, uma redução de 1,4% se comparada ao mês anterior e um aumento de 22,4% em relação ao mesmo mês em 2015. Já a produção de petróleo em março de 2016 foi de aproximadamente 2,264 milhões de barris por dia (bbl/d), uma redução de 3% na comparação com o mês anterior e de 6,2% em relação ao ano anterior. Em março de 2016, 308 concessões, operadas por 26 empresas, foram responsáveis pela produção nacional. Destas, 82 são concessões marítimas e 226 terrestres. Do total das concessões produtoras, uma encontra-se em atividade exploratória e produzindo através de Teste de Longa Duração (TLD) e outras dez são relativas a contratos de áreas contendo acumulações marginais. (Agência CanalEnergia - 09.05.2016)

Produção de gás natural da Petrobras é 8,5% maior em abril

A Petrobras informou que sua produção total de petróleo e gás natural, em abril, foi de 2,69 milhões de barris de óleo equivalente por dia, dos quais 2,50 milhões boed foram produzidos no Brasil e 190 mil boed no exterior. A produção de gás natural no país, excluído o volume liquefeito, foi de 73,5 milhões m³/dia, 8,5% acima do mês anterior (67,8 milhões m³/dia). Já no exterior, a produção média de gás natural foi de 17,3 milhões m³/dia, 5,5% acima dos 16,4 milhões m³/dia alcançados no mês anterior. A produção média de petróleo em abril foi de 2,12 milhões de barris por dia (bpd), 5% acima do volume produzido no mês anterior, que foi de 2,02 milhões bpd. Desse total, 2,03 milhões bpd foram produzidos no Brasil e 89 mil bpd no exterior. A recuperação da produção frente aos patamares do mês anterior deveu-se, principalmente, ao retorno à operação de plataformas que estavam em manutenção em março, com destaque para a P-31 (campo de Albacora) e P-48 (campo de Caratinga). (Agência CanalEnergia - 09.05.2016)

Santa Catarina estuda GNL

Santa Catarina pode receber um terminal de GNL, depois que uma missão técnica liderada pela SCGás foi a Portugal para conhecer a logística de distribuição do insumo. A missão é parte de um acordo de cooperação técnica entre a companhia catarinense e o Grupo Dourogás SGPS, operadora e distribuidora de gás natural no estado. A SCGÁS estuda a viabilidade de uma unidade de liquefação para otimizar seu transporte a regiões onde a rede de distribuição ainda não existe. A cidade de Lages é a mais cotada a receber o terminal. (Agência Brasil Energia - 19.05.2016)

Pequenos consumidores elevam demanda por gás natural

O consumo de gás natural nas residências brasileiras subiu 16% em março deste ano, totalizando 910 mil m³/dia, de acordo com levantamento da Abegás. Também houve elevação no segmento comercial, que consumiu 813 mil m³/dia de gás natural no mês, o volume é quase 8,5% superior ao registrado em março de 2015. No entanto, os resultados positivos ficaram restritos somente aos pequenos consumidores. A indústria, por exemplo, reduziu a demanda em

11,3%, para 25,3 milhões de m³/dia de gás natural no período. Com o desligamento de parte das termelétricas, o consumo de gás para geração de energia caiu pela metade em março, somando 18,3 milhões de m³/dia. A demanda total do país recuou 28,8%, passando de 80,3 milhões de m³/dia para 57,2 milhões de m³/dia. Ainda segundo os dados da Abegás, o uso de gás natural para cogeração de energia elétrica recuou 3,1% no mês, passando de 2,54 milhões de m³/dia para 2,46 milhões de m³/dia de gás. Além disso, a demanda por GNV totalizou 4,93 milhões de m³/dia, volume 0,7% menor na comparação anual. A Resolução nº 11/2016 da ANP tem como objetivo aumentar a eficiência do sistema de transporte de gás natural, mas ainda encontra alguns desafios para ser colocada em prática. "Precisamos resolver as questões tributárias da cadeia de gás natural. O imposto incidente sob transporte e importação e o ICMS Interestadual são entraves para a retomada da agenda de investimentos. É necessário buscar um pacto entre todos os estados", de acordo com Augusto Salomon, presidente executivo da Abegás. (Agência Brasil Energia - 27.05.2016)

Tarifa de gás ficará mais barata em São Paulo

A tarifa de gás natural ficará menor em grande parte do estado de São Paulo. Os segmentos comercial, industrial, de cogeração e residencial de grande porte atendidos pela Comgás terão suas tarifas reduzidas na próxima terça-feira (31/5), de acordo com a decisão da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Artesp). O reajuste é fruto do alinhamento do custo de gás natural e do repasse de valores acumulados, que seguiram a tendência de queda do preço do petróleo no mercado internacional. "Além disso, há a correção das margens de distribuição pelo IGP-M e a aplicação do Fator de Eficiência X", segundo a distribuidora. O último reajuste feito pela Artesp aconteceu há um ano, em maio de 2015. A alteração deve animar especialmente a grande indústria paulista, com consumo acima de 3 milhões de m³/mês, que terão preços 21% menores a partir de junho. Já indústrias menores, de 50 mil m³/mês, a redução será de 11,3%, de acordo com a Comgás. Em alguns segmentos, no entanto, haverá aumento de tarifa, como para o gás natural vendido aos postos de combustível, o GNV. As elevações serão de 2,2% para o GNV e de 4,8% para clientes com consumo médio de 3 m³/mês. (Agência Brasil Energia - 27.05.2016)

Partida de térmicas deve mudar em junho

O CMSE, que reúne as principais autoridades do setor no país, deverá fazer amanhã seu primeiro encontro sob a gestão do governo do presidente interino Michel Temer e do novo ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho. A expectativa é que, na reunião, seja confirmada a mudança do modelo de acionamento de termelétricas já para junho. Há alguns meses, os integrantes do comitê vinham avaliando a possibilidade de retomar o modelo de despacho termelétrico por "ordem de mérito". Na prática, esse modelo prevê que sejam acionadas apenas as térmicas cujo custo variável unitário (CVU) seja inferior ao custo marginal de operação do sistema (CMO). Até maio, o acionamento das térmicas tem seguido o modelo de despacho por garantia energética. Nesse modelo, o CMSE estipula um teto de CVU em que todas as térmicas cujo custo

seja inferior a esse patamar devem ser ligadas. Hoje esse patamar é de R\$ 150 por MWh. O valor, por exemplo, é superior, ao CMO atual do submercado Sudeste/Centro-Oeste, de R\$ 40,07/MWh. De acordo com o diretor-geral do ONS, Luiz Eduardo Barata, a mudança no modelo deve reduzir a geração térmica, de 7.500 MW médios para 3.500 MW médios, em junho. Isso deve provocar uma redução de custo da ordem de R\$ 200 mi ao mês para o sistema brasileiro. O órgão prevê que o consumo de energia no sistema nacional em junho alcance 63.241 MW médios. O volume corresponde a um aumento de 0,7% em relação a igual período de 2015. De acordo com a EPE, o consumo de energia no país em abril alcançou 40.076 GWh, com alta de 1,4% ante igual período do ano passado. Trata-se do primeiro avanço do consumo desde fevereiro de 2015. Segundo a estatal de estudos energéticos, porém, a variação foi motivada, sobretudo pela ocorrência de temperaturas mais elevadas no mês passado, em comparação com abril de 2015. A temperatura mais elevada refletiu no crescimento do consumo dos segmentos residencial (7,5%) e comercial (1,5%) - a primeira alta do setor comercial em 2016. Já o consumo da classe industrial recuou 4,8% em abril. No acumulado do ano, o declínio atingiu 6,8%, enquanto no acumulado de 12 meses, a queda foi de 6,2%. (Valor Econômico - 31.05.2016)

Produção de gás natural no Brasil aumenta em 6% no mês de abril, segundo ANP

A produção de petróleo e gás natural no Brasil no mês de abril totalizou 2,893 milhões de barris de óleo equivalente por dia, segundo a ANP. A produção de gás natural totalizou 95,8 milhões de m³/dia. Um aumento de 6% em relação ao mês anterior e um aumento de 1,5% na comparação com o mesmo mês em 2015. Já a produção de petróleo foi de aproximadamente 2,290 milhões de barris por dia, um aumento de 1,1% na comparação com o mês anterior e redução de 4,3% em relação ao mesmo mês em 2015. O aproveitamento de gás natural no mês foi de 95,8%. A queima de gás em abril foi de 4 milhões de m³/dia, uma redução de 13,8% se comparada ao mês anterior e um aumento de 9,2 em relação ao mesmo mês no ano passado. Já a produção do pré-sal, oriunda de 56 poços, foi de 801,3 mil barris de petróleo por dia de petróleo e 30,8 milhões de m³/dia de gás natural, totalizando 994,9 mil barris de óleo equivalente por dia, uma redução de 9,9% em relação ao mês anterior. A principal razão para a redução da produção no pré-sal foram as paradas programadas das plataformas FPSO Cidade de Paraty e FPSO Cidade de Angra dos Reis, ambas localizadas no campo de Lula. (Agência Brasil Energia - 02.06.2016)

Concessões de óleo e gás podem gerar investimentos de R\$ 300 bi, prevê Moreira Franco

O secretário-executivo do Programa de Parcerias de Investimento (PPI), Moreira Franco (PMDB), afirmou nesta segunda-feira que as concessões na área de óleo e gás podem gerar investimentos de R\$ 300 bi no curto prazo. "Vejo esse setor como fundamental para movimentar a economia do Rio de Janeiro e tirar meu Estado da crise, gerar emprego, aumentar a renda, fazer a roda girar", disse Moreira, que já foi governador do Rio, em sua conta no Twitter. Segundo ele, o primeiro passo

para destravar situações é a conversão em lei do projeto do senador José Serra, atualmente ministro de Relações Exteriores. O texto, já aprovado no Senado, mantém o regime de partilha, mas acaba com a obrigatoriedade de a Petrobrás participar de todos os leilões de exploração do pré-sal. O Estado mostrou, em maio, que o governo do presidente em exercício Michel Temer tem em mãos um levantamento preliminar de uma centena de novas concessões e 40 renovações de contratos da área de transportes que estão maturados para serem deslanchados nesses próximos dois anos, caso o afastamento definitivo de Dilma Rousseff seja aprovado pelo Senado. O panorama feito pelas agências reguladoras aponta investimentos da ordem de R\$ 110,4 bi em aeroportos, rodovias, portos e ferrovias. Essas concessões, que estão na gaveta vão ser embaladas pelo programa Crescer, que deve ser lançado pela secretaria do PPI. Ainda faltam os projetos da área de energia. A meta da secretaria é fazer ajustes nos projetos que já estavam sendo estruturados pela equipe da presidente afastada Dilma Rousseff - que chegou a divulgar boa parte deles dentro do Programa de Investimento em Logística (PIL), lançado no meio do ano passado - para torná-los mais atraentes aos investidores. (O Estado de São Paulo - 06.06.2016)

Ponta Grossa terá gás natural em 2017

A Compagas dará início ao fornecimento de gás natural para o setor residencial de Ponta Grossa, no Paraná, no segundo semestre de 2017. A distribuidora paranaense planeja investir mais de R\$ 3,4 mi neste ano para concluir a primeira fase do projeto de expansão, iniciada em abril. Nessa etapa, serão construídos 6 km de gasodutos para atender a cerca de 600 apartamentos da cidade. Com a conclusão das obras, Ponta Grossa será a segunda cidade do Paraná a receber estrutura de fornecimento de gás natural para as residências, depois de Curitiba, capital do estado. A concessionária já atende, desde 2012, a um prédio residencial de Ponta Grossa. No Edifício Monet, no bairro Vila Estrela, 60 apartamentos consomem gás natural nos fogões e chuveiros. A demanda levou à Compagas a expandir sua rede na cidade. Hoje, a distribuidora fornece gás natural para mais de 32 mil unidades residenciais de 20 bairros da capital paranaense. (Agência Brasil Energia - 06.06.2016)

Sesc de Maceió adota gás para gerar energia nos horários de ponta

A unidade Sesc Poço, em Maceió (AL), adotou o gás natural para gerar energia elétrica nos horários de ponta. O volume de gás consumido, que também inclui o uso térmico feito pelo refeitório e pela lanchonete do estabelecimento, passa a ser de 3,28 mil m³/mês, fornecido pela distribuidora Algás. Um levantamento do Sesc apontou que a geração de energia no horário de ponta utilizando gás natural é 50% mais barata do que com óleo diesel. “Essa análise é baseada na potência do equipamento e no valor dos combustíveis, orçados em R\$ 1,40/m³ para o gás natural e R\$ 3,00/m³ para o diesel”, segundo o engenheiro da companhia, Jayme Marden. Como a unidade alagoana já recebia gás desde 2009, foi construído apenas um ramal de 6,2m conectando a rede de distribuição local ao sistema de geração, que tem potência de 330 kVA para operar nessa modalidade, segundo a

Algás. O investimento no projeto foi da ordem de R\$ 500 mil. (Agência Brasil Energia – 07.06.2016)

Atraso em transmissão exigirá contratação de térmicas em Roraima

O atraso na conclusão do sistema de transmissão que interligará o estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional acarretará na manutenção do parque térmico contratado atual (189,1 MW) e ainda exigirá a contratação de mais 45 MW de capacidade termelétrica para atender aquela região, segundo estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética. O estudo considera a disponibilização do sistema 500 kV Lechua - Equador - Boa Vista apenas em julho de 2018. Licitada em 2012, a linha deveria entrar em operação em 2015, porém há um impasse com a Fundação Nacional do Índio que impede a liberação das licenças necessárias para o início das obras. Considerando a previsão de crescimento do mercado de Roraima, a EPE calcula a necessidade de instalação de geração térmica adicional de 9,8 MW em 2016, 17,7 MW em 2017 e 17,4 MW em 2018. Os dados foram apresentados na reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico de 4 de maio, mas a ata só foi disponibilizada nesta semana. A EPE também apresentou os demais montantes de contratação para os anos posteriores a 2018 até 2021, mas esses dados não constam no documento acessado pela Agência CanalEnergia. "O CMSE deliberou pela necessidade de manutenção dos 189,1 MW já instalados em Boa Vista/RR, conforme disposto na Portaria MME nº 6/2014, até a efetiva interligação desse sistema isolado ao SIN, devendo acrescentar a esse montante disponibilidade adicional de 9,8 MW em 2016, 17,7 MW em 2017 e 17,4 MW em 2018, totalizando respectivamente 198,8 MW, 216,5 MW e 233,9 MW de geração térmica para atendimento ao local." A linha em circuito duplo terá aproximadamente 721 km de extensão e vai atravessar nove municípios dos estados do Amazonas e de Roraima. O atraso no licenciamento da linha fez a Alupar protocolar junto à Aneel pedido de rescisão do contrato de concessão. A concessão poderá passar por um processo de reequilíbrio econômico-financeiro, que pode significar um novo prazo de concessão. (Agência CanalEnergia – 08.06.2016)

Produção de gás natural cresce 4% em maio, informa Petrobras

A Petrobras informou que, em maio, a produção de gás natural no país, excluído o volume liquefeito, foi de 76,4 milhões m³/dia, 4% acima do mês anterior (73,5 milhões m³/dia). A produção média de gás natural no exterior foi de 17,9 milhões m³/d, 3% acima dos 17,3 milhões m³/d alcançados no mês anterior. Por outro lado, a produção média de petróleo, em maio, foi de 2,24 milhões de bpd, 6% acima do volume produzido no mês anterior, que foi de 2,12 milhões bpd, e 1% acima do produzido em maio de 2015. Desse total, 2,16 milhões bpd foram produzidos no Brasil e 85 mil bpd no exterior. Segundo a Petrobras, o volume de petróleo produzido em maio, no Brasil, é a quinta maior média mensal de produção já registrada pela companhia. Esse crescimento deveu-se, principalmente, ao recorde na produção no pré-sal, com a entrada de novos poços conectados ao FPSO Cidade de Maricá, no campo de Lula, e ao retorno à

operação de plataformas que estavam em parada programada e em manutenção corretiva em abril. (Agência CanalEnergia – 09.06.2016)

Consumo de gás sobe 42% no Mato Grosso do Sul

A MSGÁS vendeu volume recorde de gás natural para o segmento não térmico de Mato Grosso do Sul em maio. Foram distribuídos 299,3 mil m³/dia de gás para residências, estabelecimentos comerciais e indústrias, o que representa um volume 42% superior à média registrada nos meses anteriores, de 210 mil m³/dia. O desligamento das usinas termelétricas Willian Arjona, em Campo Grande, e Luiz Carlos Prestes, em Três Lagoas, derrubou o consumo de gás natural no estado. No entanto, a entrada em operação de uma planta de produção de celulose da Eldorado Brasil contribuiu para a recuperação das vendas da distribuidora. A economia que os consumidores têm ao fazer a opção pelo gás natural pode, em alguns casos, chegar a 40% em relação a outros combustíveis. Hoje, a MSGÁS atende a mais de 4.500 unidades consumidores no Mato Grosso do Sul, sendo 4.333 do mercado residencial, 173 do comercial, 14 do industrial e nove postos de GNV nas cidades de Campo Grande, Três Lagoas e Corumbá. A rede de distribuição da empresa tem 272,1 km de extensão. (Agência Brasil Energia – 10.06.2016)

Agentes definirão participação em térmica de São Paulo até julho

O governo de São Paulo estima que uma importante etapa do processo que pretende levantar uma termelétrica de 1,5 GW na zona sul de São Paulo deverá ser concluída em julho. A definição do projeto básico e os valores que cada empresa deverá aportar nesse projeto está em andamento e sua definição indicará a participação das empresas vencedoras da chamada pública no capital social do empreendimento. A Sociedade de Propósito Específico contará com a Emae, AES Tietê Energia e o consórcio formado pela Siemens e Gasen. A assinatura do acordo ocorreu no final de março e a previsão inicial era a de que a usina planejada para ser construída no terreno que a Emae possui no bairro de Pedreira – onde estão a sede da empresa e também da outra estatal, a Cesp – entrasse no leilão A-5 de 2017. “Até julho deveremos ter concluída a parte que representa a base do projeto executivo para termos os valores a serem empregados no projeto e aí determinar a participação de capital de cada um dos sócios”, afirmou o secretário de Energia de São Paulo, João Carlos Meirelles. “Em paralelo a parte ambiental está sendo trabalhada junto à Cetesb”, acrescentou. Meirelles destacou que depois desse projeto novos interessados manifestarem para investir em projetos térmicos, mas sem citar nomes de empresas. Contudo, para que essa intenção de investimentos saia do papel, a questão da disponibilidade do gás é fundamental. Ele aproveitou o encontro que teve nesta sexta-feira, 10 de junho, com o ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, para expressar a necessidade de se resolver a questão da disponibilidade do insumo, ainda mais porque o país precisará de uma fonte que possa agregar mais segurança no fornecimento. (Agência CanalEnergia – 10.06.2016)

Secretário de Energia de São Paulo: indefinição de tratamento tributário poderá criar um grande problema para o processo de venda dos terminais de regaseificação e das térmicas

Dentre os pontos que estão em aberto [na tentativa de resolver a questão da disponibilidade do gás], o secretário de Energia de São Paulo, João Carlos Meirelles citou a tributária para o swap de gás, medida aprovada e regulamentada pela ANP em fevereiro. Em sua avaliação, a indefinição desse tratamento tributário poderá criar um grande problema para o processo de venda dos terminais de regaseificação e das térmicas da Petrobras se não for definido. Mas lembrou que o tema está em discussão na secretaria da Fazenda do estado e a partir daí no Confaz, comitê que reúne todos os secretários estaduais dessa pasta no país. O investimento em gás, comentou o secretário, é fundamental para atrelar a segurança ao sistema. E exemplificou essa necessidade por conta dos fenômenos climáticos que afetaram o sistema de transmissão no interior paulista que derrubaram linhas de transmissão da Cteep e de Furnas. Segundo o executivo, uma das medidas de manejo da carga que possibilitaram a manutenção do fornecimento de energia foi o aumento do despacho de energia da UHE Henry Borden de um volume de pouco mais de 30 MW para 890 MW, sua potência nominal. “Esses eventos extremos expõem a dependência do país dessas linhas que trazem a energia de longe. E que por essa razão o governo precisa promover a inserção de novos fatores de produção, como o gás, que é importante para a segurança energética”, avaliou o secretário. Até porque, continuou, o Brasil precisará de energia com a recuperação da economia. A estimativa dele é de que em 2017 e 2018 tenhamos a retomada do consumo que deverá utilizar essa energia que está sobrando no setor elétrico e exigirá um bloco grande do insumo a partir de 2019 e 2020, o que mostra a necessidade de termos segurança de fornecimento. (Agência CanalEnergia – 10.06.2016)

USP vai levantar potencial de uso de gás em residências de SP

Levando em conta que o consumo doméstico da eletricidade para geração de calor é considerado um uso ineficiente da fonte, especialistas do Centro de Pesquisa para Inovação em Gás Natural, ligado ao Departamento de Geografia da USP, vão iniciar um levantamento junto à população da cidade de São Paulo para saber qual é o potencial de substituição de energia elétrica por gás natural. Coordenado pelo geógrafo Luís Antônio Bittar Venturi, a iniciativa parte do pressuposto de que ao menos 50% do consumo doméstico de energia poderiam ser substituídos para gás natural, especialmente se for considerado que a cidade tem uma boa infraestrutura de distribuição de gás. O uso de chuveiro elétrico, de acordo com o pesquisador, é um exemplo de destinação, a rigor, não recomendada, já que se trata de uma fonte nobre e cara usada para um trabalho simples. As conclusões do estudo, cujos primeiros resultados estarão prontos em dois anos, vão integrar dados censitários do IBGE. Numa segunda fase, a equipe da USP irá se concentrar em áreas teste mais específicas como industrial, hospitalar etc. Ao final, haverá exemplos de áreas com diferentes usos e quanto mais representativas do todo elas forem, mais facilmente será possível extrapolar os resultados para toda a cidade. O produto final resultará num mapa síntese da

cidade, com legendas que vão apontar tanto a gradação do potencial de expansão do uso do gás quanto o comportamento das áreas em cada uma das variáveis analíticas. (Agência Brasil Energia – 13.06.2016)

Tarifa de gás fica 14% mais cara para moradores de Alagoas

A tarifa da Algás, distribuidora de gás natural de Alagoas, terá aumento de 14,2% para os consumidores residenciais a partir da próxima quarta-feira (15/6). Já as indústrias alagoanas terão o menor reajuste dentre todos os segmentos, de 2,7%, bem abaixo da inflação registrada nos últimos 12 meses (9,4%). Os segmentos comercial e de geração de energia também registraram elevações mais controladas, na faixa de 6,5% e 3,1%, respectivamente. O aumento percentual mais acentuado, de 17%, será aplicado ao gás natural vendido aos postos de combustível de Alagoas, comercializado na forma de GNV. A mudança tarifária é realizada anualmente pela distribuidora mediante homologação da Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas (Arsal). No início de maio, o preço do gás natural caiu 7% em Alagoas, devido a um reajuste feito pela Petrobras que foi repassado pela Algás para todos os seus clientes, segundo a empresa. A Algás atende a mais de 40 mil residências, 550 estabelecimentos comerciais, 29 indústrias e cerca de 18 mil usuários de GNV no estado. (Agência Brasil Energia – 14.06.2016)

Pernambuco prepara regulamentação para Lei do Gás

O governador de Pernambuco, Paulo Câmara (PSB), enviou em 20 de junho à Assembleia Legislativa projeto de lei nº 65 para regulamentar no estado a lei federal nº 11.909, conhecida como “Lei do Gás”, que dispõe sobre o transporte e as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização. A íntegra do ato será publicada amanhã no Diário Oficial do estado. Sancionado em 2009, só há oito estados em que esse marco está valendo: Amazonas, Bahia, Maranhão, Minas Gerais, Pará, Piauí, Rio de Janeiro e São Paulo. Na mensagem à Assembleia, Câmara ressalta que o PL “disciplina os direitos e deveres de agentes e consumidores, com diretrizes para estabelecer as regras tarifárias”. A iniciativa do governo pernambucano, segundo avalia a Abegás, é um sinal importante para investidores porque a falta de regulamentação cria um ambiente de insegurança jurídica, um dos fatores que travam investimentos no setor. (Agência Brasil Energia – 20.06.2016)

Emae tenta viabilizar gás para térmicas

O governo do Estado de São Paulo está tentando viabilizar uma solução para o fornecimento de gás natural para abastecimento das duas termelétricas do projeto Parque Térmico Pedreira, que terão cerca de 1,5 GW de potência e é liderado pela estatal paulista Emae, em uma parceria com a AES Tietê e com o consórcio Siemens /Gasen. O secretário de Energia e Mineração do Estado, João Carlos Meirelles, foi a Brasília na semana passada se reunir com o secretário-executivo do MME, Paulo Pedrosa, para discutir a questão. O fornecimento de gás é o principal obstáculo ao desenvolvimento dos projetos, que envolvem

investimentos de R\$ 6 bi, segundo as projeções do governo paulista. Segundo Meirelles, a expectativa é que uma solução para essa questão seja encontrada até o fim desse ano, permitindo a inscrição das usinas em leilões de geração em 2017. Uma solução apontada pelo secretário para o insumo seria a importação de GNL e o uso de um navio regaseificador em Santos. Outra possibilidade é incentivar uma empresa privada a construir um terminal de regaseificação nas proximidades do terminal de Santos. "Até o final deste ano estaremos com o projeto executivo, já está evoluída a negociação das empresas que serão parceiras da Emae", afirmou Meirelles. No fim de março, a Emae assinou um memorando de entendimento com a AES Tietê e com o consórcio Siemens/Gasen para o desenvolvimento dos projetos de construção, implementação e operação das duas termelétricas, que ficarão localizadas no bairro Pedreira, na capital Paulista. O projeto teve início no ano passado, com a chamada pública que selecionou empresas interessadas. O parque termelétrico deve consumir cerca de 6 milhões de m³ de gás natural por dia. "O MME está priorizando isso para a segurança do sistema elétrico. Será importante termos essa térmica de 1,5 GW aqui no centro de carga", disse Meirelles. (Valor Econômico – 21.06.2016)

Artigo de Adriano Pires: “Contribuições ao mercado nacional de gás natural”

Em artigo publicado no jornal “O Estado de São Paulo”, em 18 de junho de 2016, Adriano Pires, diretor do CBIE, trata do mercado nacional de gás natural. Segundo o autor, “o gás natural vem-se destacando no cenário global por dois motivos. O primeiro é o aumento de sua oferta, seja por meio do shale americano, seja pelo aumento da liquefação do gás na Austrália, na África e no Oriente Médio. O segundo é por ser o energético mais limpo entre os combustíveis de origem fóssil, sendo a aposta para uma transição para um mundo mais limpo. E o Brasil está indo na contramão ao tratar o gás natural”. O autor acredita que nós “precisamos rediscutir o papel do gás na matriz energética, sendo o atual momento político e econômico muito oportuno.” e que “o Brasil não pode nem deve ficar de fora da revolução do gás natural pela qual passam as principais economias do mundo. Temos de recuperar o tempo perdido.” (GESEL-IE-UFRJ – 23.06.2016)

Abrace: ajuste na Lei do Gás é urgente

A Abrace, associação que reúne os grandes consumidores de energia, avalia que um ajuste na Lei do Gás é urgente e merece ser feito antes mesmo de uma eventual venda da NTS e da TAG. Um dos aprimoramentos necessários é na estrutura tarifária dos gasodutos, segundo Camila Schoti, coordenadora técnica da Abrace. Pelas regras atuais, diz Camila, cada duto tem uma tarifa específica. Ocorre que não há discriminação e a conta é diluída entre todas as distribuidoras. "Quando a Petrobras sair do transporte de gás, ninguém sabe exatamente como vai ficar", diz a especialista. Para a entidade industrial, se não houver correções na regulação do setor, a situação pode piorar com a saída da estatal. "O comportamento de todo monopolista é aumentar o preço até onde ele puder", afirma Camila. O presidente da Abegás, Augusto Salomon, considera a discussão bem vinda, mas ressalta que ela não deve girar em torno necessariamente da Lei

do Gás. Algumas questões envolvem regulamentos da ANP e até mesmo contratos da Petrobras. "O grande problema é fazer a molécula chegar ao city gate", aponta. O consultor Adriano Pires, presidente do Centro Brasileiro de Infraestrutura (CBIE), já havia feito advertências sobre os riscos de uma regulação pouco clara e ineficiente. Segundo ele, todas as leis e decretos que existem foram escritos levando em consideração uma empresa estatal à frente de forte monopólio. Agora, Pires vê a necessidade de analisar se a gestão privada dos gasodutos atende aos interesses do consumidor e estimula a concorrência. (Valor Econômico – 23.06.2016)

Rio de Janeiro tem a maior produção de Gás Natural

O estudo Logística de Energia 2015 - Redes e Fluxos do Território feito pelo IBGE constatou que a maior parte do volume produzido de gás natural tem predomínio de origem marítima (73,3%), contra 26,7% de origem terrestre. A produção de gás natural no pré-sal representava, em 2014, apenas 19,6% do total extraído no Brasil, proporção levemente menor que a do volume de petróleo extraído dessa camada (21,9%). Neste caso, além da incipiência da produção, deve-se considerar o fato de haver maior produção de gás natural em áreas continentais em relação ao petróleo, além de todas as áreas terrestres se situarem fora do polígono do pré-sal. O Rio de Janeiro é também o maior produtor de gás natural do país, totalizando 34,8% do volume nacional. A produção de gás natural do estado representa mais que o dobro dos números do Espírito Santo (14,9%), o segundo em extração do produto. Amazonas (14,7%) e de São Paulo (13,1%) também detêm produções significativas. Por ter o seu escoamento muito mais dependente do transporte dutoviário, do que o de petróleo e seus derivados, a malha de gasodutos do país é bastante extensa, e há alguns deles que percorrem centenas de quilômetros mar adentro para alcançar determinadas plataformas e campos de produção. (Agência Brasil – 23.06.2016)

Governo revê regras de gás natural diante de venda de ativos da Petrobras

O MME anunciou nesta sexta-feira oficialmente que vai abrir um debate técnico para reformular normas do setor de gás que evitem a transferência do monopólio da Petrobras no setor para um agente do setor privado. O processo vai evitar, portanto, prejuízo à concorrência com a redução da participação da estatal no setor, que sempre controlou a oferta do gás e o seu transporte via gasodutos. O governo deixou claro que cabe exclusivamente à Petrobras cuidar de seus desinvestimentos, mas destacou que essa possibilidade representa oportunidade de diversificação dos agentes do setor, com o aumento da competição. "Isso merece atenção do poder concedente e dos órgãos responsáveis pelo planejamento e regulação energética, para mitigar riscos de ordem regulatória sem representar entraves desnecessários à entrada de novos agentes, atraindo investimentos importantes para o país", informou o MME em nota. O governo informa que participarão dos debates os técnicos também a EPE e a ANP, "para que seja construída uma proposta que faça frente a esses desafios e servirá de base para discussões com os diversos agentes do setor, inclusive as empresas". As empresas privadas e estrangeiras do setor têm apresentado preocupações com

o risco de o monopólio do setor de gás ser transferido da Petrobras para algum agente privado. Elas defendem que empresas envolvidas na produção de gás não participem do transporte e da distribuição do produto. A Petrobras anunciou em 28 de dezembro a venda de 49% de todas as suas participações em companhias distribuidoras de gás natural, consolidadas na subsidiária Gaspetro, para a trading japonesa Mitsui Gás. Em junho, a Petrobras deu início a um processo de venda de terminais de recebimento de GNL. E novas empresas, além da estatal, têm participado das negociações com a Bolívia para renovação do contrato de importação de gás. (O Globo - 24.06.2016)

Consumo de energia cai no setor de cloro-soda

Impactado pela queda na demanda interna e com a produção em queda, o setor de cloro-soda, cuja energia representa quase 50% do custo da produção, reduziu em pouco mais de 2% seu consumo de janeiro a maio deste ano, em comparação com o mesmo período de 2015. Segundo a Associação Brasileira da Indústria de Cloro-Álcalis e Derivados (Abiclor), nesses cinco primeiros meses do ano o consumo total do setor foi de 1.644.423 MWh, contra 1.679.409 MWh em 2015. Trata-se de trajetória declinante para o período iniciada em 2014, quando o consumo foi de 1.726.868 MWh. De acordo com a Abiclor, de janeiro a abril a produção brasileira de cloro caiu 7,6%, para 381,8 mil toneladas, em relação a janeiro-abril de 2015. No caso da soda cáustica, gerada no mesmo processo de eletrólise como subproduto do cloro, a produção teve uma redução de 8%, atingindo 419,2 mil toneladas, ante mesmo período de comparação. A utilização da capacidade instalada do setor está pouco acima de 80%, abaixo do nível histórico de 87%. Com o aumento dos preços de energia nos últimos anos, a participação do insumo no custo de produção passou de 45% para quase 50%, o que tem sido arrefecido ultimamente com as quedas no PLD e a “sobra” de energia entre os principais produtores, empresas como Braskem, Dow e Carbocloro. O consumo total de energia do setor em 2015 foi de 4.068,7 GWh, ante 4.112,6 GWh em 2014. A eletricidade é empregada nas células eletrolíticas, onde a corrente elétrica de alta intensidade passa através de uma solução de salmoura (sal comum dissolvido em água) para dissociar a molécula de cloreto de sódio e gerar cloro e os subprodutos (soda cáustica, potassa e hidrogênio). (Agência Brasil Energia - 24.06.2016)

Indústrias brasileiras pedem um estudo das reservas de gás

A CNI do Brasil e a Abrace sugeriram ao MME que realize um estudo sobre as condições reais das reservas de gás natural da Bolívia e os investimentos necessários para garantir o fornecimento de gás para o Brasil no longo prazo, com vista a negociar um novo contrato. A Indústria brasileira realizou uma análise intitulada “Propostas para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil e atração de novos investimentos”, que foi publicado pelo jornal Valor Econômico, que considera que o fornecimento de gás boliviano ao Brasil depois de 2022 dependerá o esforço exploratório feito na Bolívia, porque as reservas atuais não são suficientes para manter volumes contratados por mais 20 anos. (Página Siete - Bolívia - 28.06.2016)

MME: produção de gás cresce 5,97% em abril

Em abril de 2016, a produção total de gás natural foi de 95,8 milhões de metros cúbicos por dia, correspondendo a um aumento de 5,97% em relação ao mês anterior, que foi de 90,4 MMm³/d. 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. Considerando apenas petróleo, foi registrada a produção de 2,29 MMbbl/d, volume 1,33% superior ao registrado no mês anterior, que foi de 2,26 MMbbl/d. A produção de petróleo e gás natural no Brasil alcançou 2,89 milhões de barris de óleo milhões de barris por dia, um aumento de 2,12% em comparação ao mês anterior. Essa produção total de petróleo e gás foi obtida a partir de 8.925 poços, sendo 761 marítimos e 8.164 terrestres. Os campos marítimos produziram 93,3% do petróleo e 76% do gás natural do total nacional. No mesmo mês, a produção média diária de petróleo a partir dos reservatórios do pré-sal chegou a 801 mil barris por dia, e foi obtida a partir de 56 poços. Esse volume foi 9,3% inferior ao alcançado em março de 2016, que foi de 875,5 Mbbl/d. A produção média diária de gás natural nos reservatórios do pré-sal foi de 30,8 MMm³/d, volume também 9,3% inferior ao produzido no mês anterior, que foi de 35,0 MMm³/d. O Campo de Lula, localizado na Bacia de Santos, foi o maior campo produtor de petróleo no pré-sal, com a média de 307,9 Mbbl/d, seguido por Sapinhoá, com a média de 229,1 Mbbl/d. O poço com maior produção em abril está localizado no Campo de Lula com o volume médio de 35,5 Mbbl/d. A produção de petróleo dos reservatórios do pré-sal correspondeu a 33,7% da produção nacional. O Campo de Lula também foi o maior produtor de gás natural e produziu 14,92 MMm³/d. (Agência CanalEnergia - 30.06.2016)

Tarifa de gás natural cai 6,3% no Ceará

A tarifa de gás natural caiu, em média, 6,3% no Ceará. O reajuste da Cegás é decorrente da mudança feita pela Petrobras no preço do gás vendido para algumas distribuidoras do país. A decisão foi aprovada na última quarta-feira (29/6) pela Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará (Arce). O repasse vale apenas para os segmentos não termelétricos atendidos pela distribuidora cearense, são esses: industrial; comercial; residencial; autoprodução; e automotivo. De acordo com a Arsesp, que no mês passado aprovou a revisão tarifária da Comgás (SP), a Petrobras fez o reajuste para alinhar o preço do gás natural nacional com o valor mais baixo do petróleo no mercado internacional. Além de Cegás e Comgás, as concessionárias GasBrasiliano, de São Paulo, e Algás, de Alagoas, também já repassaram os novos valores do gás para seus consumidores. (Agência Brasil Energia - 30.06.2016)

Investimento no setor de gás esbarra em gasodutos ocupados

Enquanto o pré-sal se prepara para ganhar novos investidores privados, o setor de gás e energia ainda tem uma série de desafios e é um dos pontos de grande preocupação dos empresários. A Petrobras exerce até hoje o monopólio da produção e transporte de gás. Apesar de a estatal colocar à venda ativos em

diversas áreas, como sua malha de gasodutos, usinas termelétricas e sua subsidiária Liquigás, de comercialização de gás em botijão, especialistas acreditam que o governo deve rever a legislação para permitir uma maior concorrência e, assim, aumentar a competitividade da indústria. De acordo com Marco Tavares, presidente da consultoria Gas Energy, o ponto central é permitir que as empresas privadas tenham controle dos gasodutos. Hoje, a Petrobras ocupa a maior parte da capacidade dessa rede. A estatal anunciou, por exemplo, que pretende vender sua malha de gasodutos. Para isso, dividiu sua malha em duas regiões. A Nova Transportadora do Sudeste e a Nova Transportadora do Nordeste. No caso da malha do Sudeste, a Petrobras fechou acordo de exclusividade com a Brookfield. Segundo fontes, a oferta da empresa teria sido superior a US\$ 5 bi e maior do que ofertas de empresas como a espanhola Gas Natural Fenosa, dona da CEG Rio, a japonesa Mitsui e a francesa Engie. A expectativa é que o negócio seja anunciado até agosto. Já no caso do Nordeste, o negócio deve sair somente ao longo do segundo semestre. (O Globo - 03.07.2016)

EPE publica mapa digital de gasodutos de transporte

A EPE publicou nesta quarta-feira (6/7) a versão digital do mapa de infraestrutura de gasodutos de transporte de gás natural no Brasil. Os gasodutos que tinham autorização de construção ou que estavam em processo de licenciamento ambiental até a data de publicação da Lei do Gás, 4 de março de 2009, também estão presentes. Também é possível visualizar os gasodutos estudados no Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (Pemat). Além da rede de transporte de gás, o mapa inclui os blocos de exploração do país até a 13ª rodada da ANP, realizada em outubro de 2015, assim como os campos produtos de petróleo e gás considerados relevantes para o planejamento energético, segundo a empresa. (Agência Brasil Energia - 06.07.2016)

Produção de gás natural cresce 4,2% em maio no Brasil, segundo ANP

A produção de petróleo e gás natural no Brasil no mês de maio totalizou 3,115 milhões de barris de óleo equivalente por dia, segundo a ANP. A produção de gás natural totalizou 99,8 milhões de m³ por dia, um aumento de 4,2% se comparada ao mês anterior e de 7,2% em relação ao mesmo mês de 2015. Já a produção de petróleo foi de aproximadamente 2,487 milhões de barris por dia, um aumento de 8,6% na comparação com o mês anterior e de 3,1% se comparado ao mesmo mês de 2015. O aproveitamento de gás no mês foi de 96,3%. A queima de gás em maio foi de 3,7 milhões de m³ por dia, uma redução de 8,3% se comparada ao mês anterior e um aumento de 14,5% em relação ao mesmo mês no ano passado. Já a produção de pré-sal, oriunda de 56 poços, foi de 928,9 mil barris de petróleo por dia de petróleo e 34,5 milhões de m³ por dia de gás natural, totalizando 1,146 milhões de barris de óleo equivalente por dia, um aumento de 15,2% em relação ao mês anterior. (Agência CanalEnergia - 06.07.2016)

Setor elétrico encerra junho sem despachar térmicas fora da ordem de mérito

De acordo com o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, que se reuniu nesta quarta-feira, 6 de julho, em Brasília, o sistema elétrico encerrou o mês de junho sem despachar térmicas fora da ordem de mérito, situação operacional que não acontecia desde o início de 2014. O CMSE havia determinado que, a partir de 4 de junho, apenas as regiões Norte e Nordeste poderiam ter despacho térmico em função da permanência do cenário hidrológico extremamente desfavorável naqueles subsistemas. Porém, isso não foi necessário. O desligamento das térmicas é positivo, pois reduz os custos do sistema. Segundo o CMSE, não há risco de déficit de energia nos dois subsistemas. O ONSÉ deverá continuar efetuando o acompanhamento das condições hidroenergéticas do SIN visando, em função da sua evolução, propor ao CMSE a definição da geração térmica necessária para a garantia do atendimento energético. Atenção especial será dada à evolução das condições climáticas e o seu reflexo nas vazões afluentes aos reservatórios, em particular no subsistema Sul. Ainda segundo o CMSE, o sistema elétrico continua equilibrado e não apresenta risco de déficit de energia. "O SIN dispõe das condições estruturais para o abastecimento do país, o que se comprovou com a garantia de suprimento eletronenergético dos últimos anos, mesmo com a ocorrência de uma situação climática desfavorável nas principais bacias hidrográficas onde se situam os reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste", escreveu em nota à imprensa. Considerando o risco de déficit de 5%, há sobra estrutural de cerca de 12.899 MW médios para atender a carga prevista para 2016, de 64.573 MW médios. No ano, entraram em operação 4.323 MW do total de 7.223 MW de capacidade de geração prevista, dos quais 980 MW desde a última reunião do CMSE. Segundo informações do Cemaden e Inpe/CPTEC, no mês de junho as chuvas estiveram acima da média nas bacias dos rios Paranapanema, Grande, Tietê, Paraíba do Sul e São Francisco; nas demais bacias do SIN, a precipitação esteve abaixo da média histórica. Conseqüentemente, as aflúncias verificadas foram 121%, 31%, 95% e 43% da média histórica das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Sul e Norte, respectivamente. (Agência CanalEnergia - 06.07.2016)

Geração térmica registra queda de 34,9% em julho

A produção nacional de energia elétrica atingiu 58.480 MW médios na primeira semana de julho, o que representou um crescimento de 2% em relação ao mesmo período do ano passado. Segundo dados preliminares coletados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, o destaque é a queda de 34,9% na geração térmica, impactada pela menor produção das usinas a óleo (-96,6%), gás (-52,5%) e a carvão mineral (-25,9%). A redução do uso desse tipo de combustível é positiva para o Sistema Interligado Nacional, pois reduz os custos e encargos para todos os agentes da cadeia. O levantamento da CCEE mostrou ainda que a geração hidrelétrica cresceu 14% no período, o que evidencia uma melhora no cenário hidrológico em relação aos últimos dois anos. As hídricas representaram 72,2% de toda energia gerada no país entre os dias 1º e 5 de julho. O índice é 7.5 pontos percentuais superior ao registrado em 2015. Também contribuiu para uma matriz mais limpa o incremento de 97,1% na produção de usinas eólicas. Outra notícia positiva é que o consumo nacional de energia no período apresentou crescimento de 2%, com incremento de 1,5% no mercado cativo e

3,7% no ambiente livre. No total, foram consumidos 56.422 MW médios. Dentre os ramos da indústria avaliados pela CCEE, incluindo dados de autoprodutores, consumidores livres e especiais, os setores de comércio (28%), alimentos (+16,2%) e de manufaturados diversos (16,2%) registraram os maiores aumentos no consumo. Os segmentos com queda no período foram os de extração de minerais metálicos (-14,3%), têxtil (-9%) e de minerais não metálicos (-8,6%). A CCEE também apresentou estimativa de que as usinas hidrelétricas integrantes do Mecanismo de Realocação de Energia devem gerar, até a segunda semana de julho, o equivalente a 96,2% de suas garantias físicas, ou 48.272 MW médios em energia elétrica. Para fins de repactuação do risco hidrológico, este percentual foi de 94,2%. (Agência CanalEnergia - 07.07.2016)

Consultora diz que há dúvidas sobre a capacidade da Bolívia de aumentar sua produção

Para a consultora Sylvie D'Apote, a decisão da Petrobras de reduzir riscos com o abastecimento do mercado nacional faz todo o sentido. Segundo ela, o papel de protagonismo da estatal foi importante para viabilizar a construção do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol), no fim dos anos 1990. A Petrobras assumiu o papel de desenvolvedor do mercado e teve de assinar um contrato de 20 anos, com cláusulas que garantiam compras mínimas. "Agora é diferente. O gasoduto já está amortizado, não precisa de um contrato de 20 anos para ser viabilizado", disse. Sylvie diz que há dúvidas sobre a capacidade da Bolívia de aumentar sua produção. Um estudo da Universidade Federal do Rio de Janeiro, estima que sejam necessários investimentos de US\$ 5,4 bilhões e US\$ 7,1 bilhão em exploração e desenvolvimento para que a Bolívia consiga atender seu mercado interno, o Brasil e a Argentina. Segundo o estudo, a produção de gás boliviano deve começar a declinar a partir de 2021. Num cenário mais conservador, haveria uma capacidade de exportação de 17 milhões de m³ ao dia em 2021 e de 3 milhões de m³/dia em 2023. O consultor Márcio Balthazar considera "impositiva" a criação de um operador do sistema de gasodutos (a exemplo do ONS), que assumiria a coordenação e o controle da operação da malha. (Valor Econômico - 11.07.2016)

Abrace: indústria não vê riscos de abastecimento de gás

Gerente de Energia da Abrace, Camila Schoti, diz que a indústria não vê riscos de abastecimento, dada a infraestrutura de importação de gás natural liquefeito (GNL). Mas ela alerta que há preocupação quanto a aspectos regulatórios. "A regulamentação hoje não facilita esse processo de modernização. Estados como os do Sul ainda não regulamentaram seus mercados livres de gás, por exemplo". (Valor Econômico - 11.07.2016)

Distribuidoras podem estar pagando caro por gás natural, segundo FGV

A tarifa de transporte de gás natural cobrada das distribuidoras brasileiras é superior ao valor de contrato da importação do gás boliviano, uma diferença aparentemente sem embasamento técnico, de acordo com análise do Centro de

Estudos em Regulação e Infraestrutura da FGV. De acordo com o estudo, lançado nesta sexta-feira (8/7) pela Abrace, há uma diferença tarifária de aproximadamente R\$ 0,10/m³ entre o valor dos contratos de transporte de gás natural da TBG, que traz o energético da Bolívia para o Brasil, e o preço cobrado pelos carregadores que levam o gás até as distribuidoras estaduais. “Essa diferença pode representar uma conta milionária quando considerado todo o consumo de gás industrial no país. Por exemplo, os consumidores das distribuidoras abastecidas apenas com gás boliviano na região Sul podem ter pago um valor superior a R\$ 250 mi em 2015”, de acordo com a FGV, que cobrou maior transparência dos elos da cadeia. Os pesquisadores ainda indicaram que o mercado não tem condições de rastrear a relação entre essas tarifas, muito menos de monitorar o repasse de possíveis variações. A FGV e a Abrace também se manifestaram sobre a venda dos ativos da Petrobras no setor de gás natural, em especial a TAG. Para as entidades, a estratégia é uma oportunidade de desenvolver o mercado de gás, com a entrada de agentes na malha de gasodutos, o que pode ampliar o volume de investimentos. Quase todos os elos da cadeia de gás natural estão presentes no plano de desinvestimento da Petrobras, que pretende levantar US\$ 14,4 bi entre 2015 e 2016 e US\$ 42,6 bi em 2017 e 2018. Além da Gaspetro, cuja venda de 49% para a Mitsui está suspensa por decisão Judicial, e a Liquigás, que já está em negociação, a TAG deve ser o ativo que mais despertará interesse do mercado, segundo análise do BTG Pactual. A subsidiária gerencia 6,5 mil km de gasodutos no país. (Agência Brasil Energia – 08.07.2016)

Petrobras informa aumento de 3% na produção média de gás natural no Brasil em junho

A produção de gás natural no país no mês de junho, excluindo o volume liquefeito, foi de 78,8 milhões m³/dia, 3% acima do mês anterior (76,4 milhões m³/dia), segundo a Petrobras. A produção média de gás natural no exterior foi de 17,2 milhões m³/d, 4% abaixo dos 17,9 milhões m³/d alcançados no mês anterior. Por outro lado, a produção média de petróleo em junho, foi de 2,30 milhões de bpd, 2% acima do volume produzido no mês anterior, que foi de 2,24 milhões bpd. Desse total, 2,20 milhões bpd foram produzidos no Brasil e 0,1 milhão bpd no exterior. A Petrobras informou que o volume de petróleo produzido em junho no Brasil é a terceira maior média mensal de produção já registrada pela Petrobras. O crescimento deveu-se, principalmente, à entrada de novos poços conectados aos FPSOs Cidade de Maricá e Cidade de Itaguaí, no campo de Lula, nas áreas de Lula Alto e Iracema, respectivamente. (Agência CanalEnergia – 11.07.2016)

Importação de gás natural tem menor valor em 12 meses

O volume de gás natural importado pelo Brasil caiu 67,5%, passando de 55,7 milhões de m³/dia (abril de 2015) para 33,3 milhões de m³/dia (abril de 2016). O valor, que inclui o gás importado da Bolívia e o GNL, é o menor registrado nos últimos 12 meses, de acordo com dados do MME compilados pela FGV Energia. Na comparação com o mês anterior, março de 2016, a queda não foi tão brusca, de 11,3%, o que representa uma queda de 4,24 milhões de m³/dia no volume

total. Como o volume recebido da Bolívia é fixado pelo contrato de take-or-pay em aproximadamente 30 milhões de m³/dia, a redução fica atrelada ao GNL recebido nos portos brasileiros. Enquanto a retração anual das importações foi justificada pelo consumo menor do país – que em abril totalizou 77,2 milhões de m³/dia, queda de 33,1% frente ao ano anterior –, o resultado mensal tem mais relação com o aumento da oferta de gás natural nacional, que subiu de 41,9 milhões de m³/dia para 47,96 milhões de m³/dia entre março e abril de 2016. A demanda do país por gás natural também registrou alta de 1,54% na passagem do mês, totalizando 1,17 milhão de m³/dia. Apesar do aumento observado em abril, o consumo do energético tem registrado quedas consecutivas, que resultaram no menor volume de GNL importado pela Petrobras, de acordo com a FGV. (Agência Brasil Energia – 13.07.2016)

MME: produção de gás cresce 4,2% em maio

A produção nacional de gás natural atingiu o volume aproximado de 100 milhões de metros cúbicos por dia em maio de 2016. O resultado supera em 4,2% a média do mês anterior e em 7,1% a produção no mesmo período de 2015. Os dados são do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural do MME. Em maio, a queima de gás foi de 3,7 milhões de m³/dia, 8,3% menor se comparada ao mês anterior, e a reinjeção foi de 28,0 milhões de m³/dia, o que representa um aumento de 1,9% em relação a abril de 2016. Como resultado, a oferta de gás nacional em maio de 2016 ultrapassou 51 milhões de m³/dia. A demanda total de gás natural caiu 6% em relação ao mês de abril de 2016, associada principalmente ao segmento termelétrico que teve sua demanda reduzida de 26,5 para 22,4 milhões de m³/dia. (Agência CanalEnergia – 19.07.2016)

Santa Catarina consome maior volume de gás do ano

Em junho, Santa Catarina consumiu 53,5 milhões de m³/dia de gás natural, maior volume registrado em 2016. Segundo a SCGás, concessionária do estado, o volume é 1 milhão de m³/dia superior ao demandado no mês anterior. A indústria puxou o resultado, com crescimento de 20% desde o início do semestre. “Apesar do crescimento entre os meses de janeiro a junho ser um movimento comum do mercado industrial, esse índice de 20% está acima do histórico, que foi de 9,5% em 2015 e 7% em 2014”, de acordo com a distribuidora. Dentro do estado, a região norte teve o principal aumento, passando de 16,3 para 17 milhões de m³/dia de gás natural. Juntas, as regiões norte e sul de Santa Catarina consumiram 72% de todo o gás distribuído pela SCGás. O resultado operacional refletiu positivamente no financeiro, que registrou lucro de R\$ 16,7 mi em junho. No acumulado do ano, a SCGás totalizou R\$ 82,7 mi. As vendas de gás natural somaram R\$ 76,2 mi em junho. (Agência Brasil Energia – 21.07.2016)

Parque térmico de SP terá R\$ 6 bi em investimentos

O secretário de Energia e Mineração do Estado de São Paulo, João Carlos Meirelles, apresentou na última quinta-feira (21/7) no FME o projeto do parque

termelétrico a gás natural Pedreira (1,5 GW), a ser construído pelas empresas Gasen e Siemens na capital paulista. O projeto receberá R\$ 6 bi em investimentos para ser instalado em um terreno da Emae, vinculada à Secretaria de Energia de SP. O parque termelétrico pode ter duas usinas de 750 MW ou apenas uma de 1,5 GW, em todo o caso, as usinas serão de ciclo combinado. O fornecimento do gás ficará por conta da Gasen. Segundo Meirelles, o objetivo das empresas públicas e privadas envolvidas nesse projeto é que o Brasil instale mais usinas termelétricas a gás natural perto de centros urbanos, cortando assim gastos com grandes linhas de transmissão. Para isso, é preciso ampliar a oferta de gás: “precisamos de mais polos de regaseificação de gás para que esse insumo se torne mais forte nos próximos 25 anos, até a consolidação das fontes renováveis”, afirmou. São Paulo também tem fomentado o uso de gás natural em projetos de geração distribuída. Uma das iniciativas em andamento é a do Instituto Butantan, maior produtor de vacinas do hemisfério sul, que tem um consumo de energia equivalente ao de uma cidade de 50 mil habitantes. O projeto prevê a implantação de sistemas de cogeração a gás; produção de vapor; armazenamento de energia; usina solar fotovoltaica; modernização dos sistemas de ar condicionado; e iluminação interna e externa. O instituto deve economizar 34% de seus gastos com energia elétrica, o que significa que em 40 meses o investimento de R\$ 15 mi será amortizado. Além da Secretaria de Energia de SP, a AES Eletropaulo e a Comgás estão envolvidas no projeto. (Agência Brasil Energia – 25.07.2016)

Abrajet se reúne com MME para tratar de térmicas a GNL

A Abrajet vai se reunir na próxima quarta-feira (27/7) com o ministro de Minas e Energia, Fernando Bezerra Coelho Filho, para tratar de possibilidades para viabilizar a entrada de usinas termelétricas a GNL no mercado brasileiro, de acordo com Xisto Vieira Filho, presidente da associação. O executivo participou nesta terça (26/7) do 17º Seminário sobre Gás Natural do IBP, realizada no Rio de Janeiro (RJ). Na ocasião, Xisto afirmou que “é preciso fazer um leilão para garantir a segurança energética do país, o que significa colocar usinas termelétricas na base. A segurança [da matriz brasileira] precisa vir do GNL e da biomassa”. A preocupação com a segurança energética tem relação com a entrada maciça das fontes renováveis na matriz, que têm geração intermitente. “Para essa matriz diversificada, temos poucas termelétricas de base que servem de garantia à operação do setor elétrico. Claro que não queremos verter as hidrelétricas, e sim preservar os reservatórios”, de acordo com Xisto. (Agência Brasil Energia – 26.07.2016)

Governo prevê lançar minuta de política para setor de gás até setembro

A diretora do Departamento de Gás Natural do MME, Symone Araújo, disse nesta quarta-feira que coordenar as regulações estadual e federal para o setor será um dos desafios que o governo pretende incluir no pacote de medidas de estímulo à indústria de gás. A expectativa da pasta é divulgar uma minuta de políticas e diretrizes para o setor até o fim de setembro e publicar as novas regras em novembro. Segundo ela, as medidas em estudo pelo governo pretendem

tratar de questões consideradas entraves para a entrada de novos agentes no mercado. “Queremos publicar um conjunto de medidas para sinalizar que investimentos podem ser feitos num ambiente de segurança regulatória”, disse aos empresários do setor, em evento promovido pelo IBP. Sem apresentar detalhes, Symone afirmou que algumas medidas podem ser “rapidamente aplicadas”. Um dos aspectos que devem ser incluídos no novo marco regulatório será a possibilidade de compartilhamento de infraestrutura de gás. Hoje apenas o compartilhamento de gasodutos de transporte está regulamentado, mas a ideia é estender o livre acesso também para unidades de processamento, terminais de regaseificação e gasodutos de escoamento, por exemplo. Outro objetivo buscado pelo governo, segundo a diretora, será a simplificação da tarifação e tributação do setor. A criação de um órgão independente para operação da malha de gasodutos também está sendo avaliado, assim como a regulamentação da política de comercialização do gás natural da União, de campos negociados sob regime de partilha. “Não tenho medo de rever o que a gente fez. É importante amadurecer os marcos regulatórios. É olhar para trás para ver o que acertamos e erramos”, disse Symone, que vê o momento como favorável para a entrada de novos agentes, em meio ao programa de venda de ativos da Petrobras no setor. “Passarão muitos anos até que universo conspire tão favoravelmente quanto agora”, afirmou. (Valor Econômico - 27.07.2016)

MME coordena negociações entre distribuidoras de gás e Bolívia

O MME vai coordenar as negociações para compra de gás natural entre as distribuidoras de gás natural do Brasil e o governo da Bolívia, de acordo com Symone Araújo, diretora do departamento de gás natural do ministério. As distribuidoras foram chamadas, a pedido do MME, para um encontro com representantes das partes bolivianas envolvidas na produção e exportação de gás natural, realizado em janeiro deste ano. “Desde então, temos conversado. As distribuidoras contrataram alguns estudos que devem ser divulgados em duas ou três semanas para apresentar um desenho de como pode ser essa nova participação”, segundo a diretora. Sobre o assunto, o ministro brasileiro Fernando Bezerra Coelho Filho e seu par boliviano Luis Alberto Sánchez tiveram diálogo aberto. “O ministério tem o papel de juntar o interesse da Petrobras, o olhar das distribuidoras e também de outros comercializadores”, explicou. Com a sinalização da Petrobras de que vai reduzir o volume importado da YPFB após 2019, algumas distribuidoras brasileiras demonstraram interesse em comprar o gás boliviano – como é o caso da SCGás (SC), que hoje atende a 100% de sua demanda pelo Gasbol. O Brasil importa hoje 30% de sua demanda de gás pelo Gasbol, volume que foi negociado em 1996, quando a Petrobras assinou um acordo de longo prazo com a estatal boliviana YPFB que garantia o suprimento até 31 de dezembro de 2019. (Agência Brasil Energia - 27.07.2016)

Produção de petróleo e gás no Brasil bate recorde em junho, diz ANP

A produção total de petróleo e gás natural no Brasil no mês de junho totalizou 3,210 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), ultrapassando o recorde anterior obtido em agosto de 2015, quando foram produzidos 3,171

MMboe/d. Os dados foram divulgados nesta terça-feira, 2 de agosto, pela agência que regula o setor, a ANP. A produção de petróleo foi de aproximadamente 2,558 mi de barris por dia (bbl/d), um aumento de 2,9% na comparação com o mês anterior e de 6,8% em relação ao mesmo mês em 2015. A produção de petróleo superou o recorde alcançado em agosto de 2015, quando foram produzidos 2,547 MMbbl/d. Já produção de gás natural totalizou 103,5 milhões de m³ por dia (m³/d), superando o recorde anterior de 100,4 MMm³/d obtido em dezembro de 2015, o que representa um aumento de 3,7% frente a maio de 2016 e de 8,4% na comparação com junho de 2015. O aproveitamento de gás natural no mês foi de 96,6%. A queima de gás em junho foi de 3,5 mi de m³ por dia (m³/d), uma redução de 3,8% se comparada ao mês anterior e redução de 2,5% em relação ao mesmo mês em 2015. A produção do pré-sal, oriunda de 59 poços, foi de aproximadamente um milhão de barris de petróleo por dia (bbl/d) e 38,1 milhões de m³ por dia (m³/d) de gás natural, totalizando 1,240 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), um aumento de 8,2% em relação ao mês anterior. A produção de petróleo no pré-sal superou os 928,9 Mbbbl/d obtidos em maio de 2016 e a de gás natural ultrapassou os 35 MMm³ produzidos em março de 2016. A produção total também superou o recorde do mês anterior, de 1,146 MMboe/d. Os campos marítimos produziram 94% do petróleo e 77,6% do gás natural. A produção ocorreu em 8.869 poços, sendo 773 marítimos e 8.096 terrestres. Os campos operados pela Petrobras produziram 94,1% do petróleo e gás natural. O campo de Lula, na Bacia de Santos, foi o maior produtor de petróleo e gás natural, produzindo, em média, 519 mil bbl/d de petróleo e 22,7 milhões de m³/d de gás natural. As bacias maduras terrestres (campos/testes de longa duração das bacias do Espírito Santo, Potiguar, Recôncavo, Sergipe e Alagoas) produziram 156,9 mil boe/d, sendo 127,9 mil bbl/d de petróleo e 4,6 milhões de m³/d de gás natural. Desse total, 152,2 mil barris de óleo equivalente por dia foram produzidos pela Petrobras e 4,7 mil boe/d por concessões não operadas pela Petrobras, sendo 354 boe/d em Alagoas, 1.889 boe/d na Bahia, 31 boe/d no Espírito Santo, 2.395 boe/d no Rio Grande do Norte e 17 boe/d em Sergipe. (Agência CanalEnergia - 03.08.2016)

Geração térmica cai 32% em junho

A geração térmica no Brasil caiu 32,4% em junho, na comparação com igual mês de 2015, totalizando 12.034 MW médios. De acordo com dados da CCEE, divulgados no boletim InfoMercado, as usinas movidas a combustíveis mais caros, óleo diesel e gás diminuíram em 73,3% e 49,1% a produção, respectivamente. O desligamento dessas térmicas foi possível com a relativa melhora dos níveis dos reservatórios e a queda recente no consumo de energia. Mesmo assim, as térmicas de todos os combustíveis corresponderam a 20,3% da energia gerada em junho, um total de 59.258 MW médios. O volume é 1,2% superior aos 58.567 MW médios gerados no mesmo período de 2015. Já a geração hidráulica, incluindo as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) somou 70% de toda energia entregue ao SIN e as usinas eólicas, por sua vez, foram responsáveis por 6,1% do total produzido no período. No período, o consumo de energia no SIN, em junho, alcançou 59.210 MW médios, com queda de 0,9% no mercado cativo e aumento de 6,9% no mercado livre. (Agência Brasil Energia - 10.08.2016)

Geração de usinas térmicas cai 32,4% em junho, diz CCEE

Em junho, as termelétricas produziram 12.034 MW médios, montante 32,4% inferior ao entregue em igual período em 2015, quando a produção alcançou 17.803 MW médios. As usinas movidas a óleo diesel e a gás (mais caras e poluentes) diminuíram em 73,3% e 49,1% a produção, respectivamente. A queda tem como principal fator o desligamento de térmicas mais caras, decisão tomada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, aliada à melhora no nível de armazenamento dos reservatórios das hidrelétricas e à retração econômica. De acordo com dados do boletim InfoMercado Mensal da CCEE, em junho, todas as usinas do sistema produziram 59.258 MW médios, montante 1,2% superior aos 58.567 MW médios gerados no mesmo período de 2015. A representatividade da fonte térmica chegou a 20,3% de toda a energia gerada no país em junho. A geração hidráulica, incluindo as pequenas centrais hidrelétricas, somou 70% de toda energia entregue ao SIN. As usinas eólicas, por sua vez, foram responsáveis por 6,1% do total produzido no período. O consumo de energia no SIN, em junho, alcançou 59.210 MW médios com queda de 0,9% no mercado cativo e aumento de 6,9% no mercado livre. (Agência CanalEnergia - 11.08.2016)

Artigo de José Roberto Faveret e Ivan Londres: “Uma nova chance para o gás natural?”

Em um artigo publicado pelo Valor Econômico, José Roberto Faveret e Ivan Londres, sócios do escritório Faveret, Lampert Advogados, tratam sobre a importância do gás natural para o desenvolvimento econômico. Segundo os autores, “todas as grandes companhias de energia enxergam o gás natural como um combustível e/ou matéria-prima essencial para o desenvolvimento econômico [...] Embora tenhamos acordado para a necessidade de aumentar o uso de gás natural na geração de eletricidade, no Brasil esse setor se desenvolveu timidamente quando se olha para o resto do mundo.” Eles concluem que “para que não percamos mais janela de oportunidade, algumas reformas legais são urgentes.” (GESEL-IE-UFRJ - 15.08.2016)

Executivos e senadores defendem a abertura do mercado de gás

A abertura do mercado de gás brasileiro foi defendida nessa quarta-feira (17/8) por executivos e senadores durante uma audiência pública da Comissão de Infraestrutura (CI) do Senado Federal. A reunião, para discutir mudanças na legislação e abertura do setor com a venda de ativos da Petrobras, contou com executivos do setor, dentre eles o secretário-executivo do MME, Paulo Pedrosa, e o gerente-executivo de Gás Natural da Petrobras, Rodrigo Costa. Pedrosa, que reiterou aos senadores que o MME vai apresentar um plano para o setor de gás natural em uma audiência em novembro, afirmou que, para o desenvolvimento do gás no país é necessário incentivar um mercado secundário, citando o potencial de Libra. “O gás da partilha da União poderá ser um instrumento importante de política energética, por exemplo”. Representando a Petrobras, Rodrigo Costa lembrou que além a pulverização do mercado com a venda de ativos, outras oportunidades são estudadas pela petroleira. “Também estamos

buscando compartilhar a infraestrutura de processamento e de terminais de regaseificação”, garantiu o executivo. Presente no debate pela Associação Brasileira de Produtores Independentes de Petróleo e Gás (ABPIP), Vicente Franchini, frisou que do ponto de vista dos produtores, a possibilidade de investir para entregar mais gás para o consumo aumenta com esse tipo de acesso. O executivo frisou que hoje o produtor leva o gás até as plantas de processamento da Petrobras, que é quem comercializa para as distribuidoras. Ao fim da audiência, ficou decidido que a Comissão de infraestrutura vai formar um grupo para acompanhar a venda de ativos da Petrobras. "Isso [o plano de desinvestimento] vai ter que exigir uma nova estrutura de supervisão, de ação, de regulação desses setores, porque se formos trocar um monopólio estatal por um monopólio privado, poderemos estar malbaratando os interesses do setor privado e dos consumidores", afirmou o senador Fernando Bezerra Coelho (PSB-PE), pai e do mesmo partido do ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho. Em julho, o secretário de Petróleo e Gás do MME, Márcio Félix Bezerra anunciou que o governo realizará até novembro novas formulações de políticas para o mercado. O objetivo é atrair investimentos, maior dinamismo e acesso à informação, aumento da competição, participação dos agentes do setor, respeito aos contratos e construção estratégica do setor. A iniciativa, chamada de Gás para Crescer, será coordenada pelo MME, em parceria com a ANP e a EPE, e terá a participação de diversos agentes do setor, como Abegás, Abar, CNI, entre outros. (Agência Brasil Energia – 17.08.2016)

Produção de gás natural atinge recorde com produção de 103,5 milhões m³/dia em junho

Segundo o Boletim de Acompanhamento da Indústria e Gás Natural do MME, a produção de gás natural, no mês de junho, atingiu o recorde histórico com a marca de 103,5 milhões de m³/d, um aumento de 3,6% na comparação com o mês anterior e de 8,3% em relação ao mesmo mês de 2015. No mesmo período, a demanda total no mês aumentou 8%, fechando em 78,3 milhões de m³/d, enquanto a oferta nacional permaneceu estável e acima de 50 milhões de m³/d. O desenvolvimento do mercado brasileiro de gás natural é uma das prioridades do MME, que prevê através do "Gás para Crescer", medidas efetivas de aprimoramento das normas do setor visando um mercado com diversidades de agentes, competitividade e que contribua para o crescimento do país. O mês de junho também registrou bons números na matriz de oferta interna de energia elétrica brasileira, com predominância para energias renováveis que representam quase 83% da matriz. Entre as fontes, a hidráulica é que mais se destaca com 69,8% de participação, seguida por biomassa com 8,6% e eólica com 4,5%. A estimativa para 2016 é que as renováveis venham a contribuir com 43,6%, indicador superior aos 41,2% verificados em 2015. (Agência CanalEnergia – 23.08.2016)

Importação de gás natural sobe 12% em junho

O volume de gás natural importado chegou a 30 milhões de m³/dia em junho deste ano, o que representa um aumento de 12,3% na comparação com o mês

anterior (26,8 milhões de m³/dia), de acordo com boletim do MME, divulgado na segunda-feira (22/8). O aumento foi possível graças aos terminais de regaseificação de GNL. Enquanto em maio a Petrobras importou 600 mil m³/d de gás natural por em seus três terminais, em junho o volume subiu para 2,5 milhões de m³/d. O aumento na importação (1,9 milhão de m³/dia), contudo, é bem menor que o volume de gás injetado a mais no mês. Apesar da produção nacional ter sido recorde em junho (103,5 milhões de m³/d), não houve incremento da oferta de gás brasileiro ao mercado, que inclusive caiu 0,8%. Isso porque a reinjeção de gás natural nos campos produtores do país passou de 28 para 31,9 milhões de m³/d, alta de 14% ou 3,9 milhões de m³/dia de gás que poderiam, ao menos em parte, ter chegado ao mercado se existisse infraestrutura de escoamento. Atualmente, o gás natural é injetado, principalmente em campos do pré-sal, por falta de gasoduto ou para elevar a recuperação de petróleo – injeção de água e gás faz parte da gestão dos reservatórios dos campos. O principal caso é o campo de Lula, maior produtor do país, que injetou, queimou ou consumiu mais de 17 milhões de m³/dia de gás em junho, entregando para o mercado 4,8 milhões de m³/dia. A produção de petróleo atingiu 519 mil barris/dia. Já com relação ao gás comprado na Bolívia e transportado pelo Gasbol, foram importados, em média, 27,53 milhões de m³/d em junho, 5% acima do registrado no mês anterior, de 26,1 milhões de m³/d de gás natural. “Em função do aumento da demanda e da leve redução da oferta de gás nacional, houve aumento da oferta de gás natural importado, tanto boliviano quanto GNL”, segundo o ministério. A oferta total do energético no país, incluindo produção nacional e volume importado, subiu 3,7% no período, para 80,7 milhões de m³/d de gás. (Agência Brasil Energia – 24.08.2016)

Consumo de gás recua 25% no primeiro semestre

O consumo de gás natural no Brasil ficou 25% menor no primeiro semestre, totalizando 60,65 milhões de m³/dia, de acordo com dados da Abegás. A demanda foi fortemente impactada pelo desligamento das termelétricas a gás – decisão tomada com a recuperação dos reservatórios das hidrelétricas e também com a retração da demanda por energia elétrica no país. Entre janeiro e junho, o volume consumido pelas termelétricas caiu quase 45%, para 19,7 milhões de m³/dia de gás. Outra variável importante na equação é a demanda industrial, que também diminuiu na comparação com o primeiro semestre de 2015, em 12%. As indústrias consumiram 26,19 milhões de m³/dia. Na contramão, o segmento residencial teve o melhor resultado do semestre, com crescimento de 11,4% (900 mil m³/dia), “reflexo do investimento contínuo das concessionárias em expansão da malha de distribuição”, segundo a Abegás. O comércio aumentou em 4,1% no período, totalizando 784 mil m³/dia, reflexo direto do maior número de consumidores, que cresceu 9,3%. Já no segmento automotivo, o crescimento de 0,9% na demanda confirmou, para a associação, o aumento de competitividade do GNV frente os combustíveis líquidos em 2016. O consumo totalizou 4,83 milhões de m³/dia no semestre. Apesar de ter registrado queda na comparação semestral, a indústria aumentou o consumo de gás natural em 6,8% em junho, na comparação com o mês anterior. Foram demandados 28,56 milhões de m³/dia de gás, em média, pelo segmento. “É o terceiro mês consecutivo de crescimento do

consumo de gás natural na indústria. [...] Esperamos que haja uma mudança bastante positiva no mercado com as ações coordenadas pelo secretário de Petróleo e Gás do MME, Márcio Felix, pelo programa Gás para Crescer. Esse trabalho envolverá os setores de exploração e produção, escoamento e tratamento, transporte e distribuição", afirmou o presidente executivo da Abegás, Augusto Salomon. Em junho, o consumo de gás em todo o país chegou a 59,1 milhões de m³/dia, o que representa elevação de 6,7% em relação a maio, quando foram consumidos 55,4 milhões de m³/dia. Os dados fazem parte de levantamento estatístico da Abegás, feito com concessionárias de 20 estados. (Agência Brasil Energia – 30.08.2016)

Produção média de petróleo e gás natural atinge 3,21 milhões de barris

A produção média de petróleo e gás natural no Brasil registrada em junho deste ano foi de 3,21 milhões de barris de óleo equivalente por dia (MMboe/d), ultrapassando o recorde anterior obtido em agosto de 2015, quando foram produzidos 3,171 MMboe/d. Quando comparado ao mês anterior, o registro foi de 1,74% superior contra os 3,12 MMboe/d de maio. Os dados constam no Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural N° 52, divulgado pelo MME. Considerando somente o petróleo, a produção média no período foi de 2,56 milhões de barris por dia (MMbbl/d), valor 2,85% superior ao registrado no mês anterior, que foi de 2,49 MMbbl/d. A produção de petróleo superou o recorde alcançado em agosto de 2015, quando foram produzidos 2,547 MMbbl/d. Em relação ao gás natural, a produção verificada foi de 103,5 MMm³/d, superando o recorde anterior de 100,4 MMm³/d obtido em dezembro de 2015, e correspondendo a um aumento de 3,71% em relação ao mês de maio, quando foi produzido 99,8 MMm³/d. Já os campos relativos ao horizonte geológico do pré-sal foram responsáveis pelo volume médio de 999,9 mil barris por dia (Mbbl/d) de petróleo, um aumento de 7,64% em relação a maio, com o volume de 928,9 Mbbl/d. Esses campos também produziram 38,1 MMm³/d de gás natural, um aumento de 10,43% em relação a maio, com 34,5 MMm³/d. No total, foram produzidos no horizonte geológico do pré-sal 1,240 MMboe/d de petróleo e gás natural, um aumento de 8,2% em comparação com maio, com a média de 1,15 MMboe/d. Em junho, a produção total de petróleo e gás natural foi obtida a partir de 8.869 poços, sendo 773 marítimos e 8.096 terrestres. Os campos marítimos foram responsáveis por 94% do petróleo e 77,6% do gás natural produzido em todo o território nacional. (Agência CanalEnergia – 31.08.2016)

Produção de petróleo e gás no pré-sal cresce 6,2% em julho

A produção de petróleo e gás natural no Brasil alcançou 3,25 milhões de barris de óleo equivalente por dia em julho, superando o recorde do mês anterior, que foi de 3,21 milhões de barris, segundo informou a ANP. Do total, a produção de petróleo equivale a 2,58 milhões de barris diários, alta de 0,9% sobre junho e de 4,7% na comparação com um ano antes. Já a produção de gás natural, de 107,2 milhões de metros cúbicos por dia, cresceu em 3,5% sobre junho e 12,4% frente a julho de 2015. No pré-sal, a produção ficou em 1,06 milhão de barris de petróleo

por dia e 40,8 milhões de m³ de gás natural, somando 1,31 milhões de barris de óleo equivalente diários em julho, alta de 6,2% na comparação com junho. A maior parte da produção, 94,2% do petróleo e 76,6% do gás natural, veio de campos marítimos. O campo de Lula, na Bacia de Santos, foi o de melhor desempenho, com média de 558,2 mil barris de petróleo diários e 24,6 milhões de m³ de gás ao dia. A Petrobras se mantém como a maior produtora, com 2,41 milhões do total de barris de petróleo e 99.105 m³ de gás. (O Globo - 02.09.2016)

Bolívia negocia novo acordo com o Brasil para "reconciliar"

O presidente da YPF, Guillermo Achá, informou que negociará a expansão do contrato de compra e venda - venda de gás natural com a Petrobras do Brasil por mais dois anos, depois de 2019, para compensar os volumes máximos não tomados pelo país vizinho durante a vigência do acordo GSA. "Temos um período de reconciliação dos volumes que podem ser estendidos por mais dois anos e nós temos que negociar este prolongamento com a Petrobras e também podemos ver outros clientes para entregar volumes distintos", disse Achá. O contrato GSA entre a Bolívia e o Brasil, assinado em 1996, é válido até 2019 e define um volume mínimo de compra de 24 MMmcd de gás natural e um máximo de 30,08 MMmcd. "Isso permite que a Bolívia esteja, praticamente, garantida por mais dois anos com este contrato ou então ter novos clientes a partir de outros volumes que poderíamos dispor a esse mercado", disse. Ele observou que a substituição dos volumes em conciliação será estabelecido com base no novo período e preços correntes prevalentes no mercado internacional, de modo que os preços de venda poderiam melhorar o país, mas isso dependerá de futuras negociações entre YPF e Petrobras. (Página Siete - Bolívia - 02.09.2016)

MME divulga novo recorde de produção do petróleo e gás no Brasil em julho

O MME informou que a produção total de petróleo e gás natural no Brasil no mês de julho totalizou 3,255 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), ultrapassando o recorde anterior obtido em junho de 2016, quando foram produzidos 3,21 MMboe/d. A produção de gás natural totalizou 107,2 milhões de m³ por dia (m³/d), superando o recorde anterior de 103,5 MMm³/d obtido em junho de 2016, o que representa um aumento de 3,5% frente a junho de 2016 e de 12,4% na comparação com julho de 2015. Já a produção de petróleo foi de aproximadamente 2,581 milhões de barris por dia (bbl/d), um aumento de 0,9% na comparação com o mês anterior e de 4,7% em relação ao mesmo mês em 2015. O aproveitamento de gás natural no mês foi de 95,9%. A queima de gás em julho foi de 4,4 milhões de m³ por dia (m³/d), um aumento de 24% se comparada ao mês anterior e de 9,6% em relação ao mesmo mês em 2015. A produção do pré-sal, oriunda de 65 poços, foi de aproximadamente 1,060 milhão de barris de petróleo por dia (bbl/d) de petróleo e 40,8 milhões de m³ por dia (m³/d) de gás natural, totalizando aproximadamente 1,317 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe/d), um aumento de 6,2% em relação ao mês anterior. Em julho de 2016, 296 concessões, operadas por 24 empresas, foram responsáveis pela produção nacional. Destas, 81 são concessões marítimas e 215 terrestres. Do

total das concessões produtoras, uma encontra-se em atividade exploratória e produzindo através de Teste de Longa Duração e outras sete são relativas a contratos de áreas contendo acumulações marginais. (Agência CanalEnergia – 05.09.2016)

Governo quer aperfeiçoar Lei do Gás para atrair investimentos

O governo federal quer aperfeiçoar a Lei do Gás, de 2009, para promover a produção e o consumo de gás natural a preços competitivos a partir de investimentos privados. Segundo Márcio Félix, secretário de Petróleo, Gás e Combustíveis Renováveis, o MME deverá abrir uma consulta pública no início do próximo mês para, em novembro, definir novas normas e propor ao Congresso ajustes legais para o setor. – Já estamos dialogando com o Congresso. Hoje, os principais atores estão alinhados. A Petrobras quer sair dos ativos – disse Félix. O projeto “Gás para crescer” foi apresentado nesta segunda-feira a agentes do mercado pelo ministério como uma proposta para a diminuição da presença da Petrobras desse segmento. Até o início do processo de venda de ativos, a estatal controlava totalmente o mercado de gás brasileiro, desde a produção ou importação, até a entrega às distribuidoras. Agora, regras terão de ser criadas para haver um mercado competitivo e evitar monopólios privados. Segundo Félix, as mudanças legais a serem propostas serão apenas aquelas necessárias para ajustar o marco regulatório atual às discussões promovidas no “Gás para crescer”. Ele descartou a publicação de um novo projeto de lei e disse que o deputado Mendes Thame (PSDB-SP) sugeriu a inclusão de temas do governo em texto que relata na Câmara. Um dos temas mais controversos apresentados para discussão pelo ministério é a criação de um gestor da rede, para assegurar a competição na oferta de gás para indústrias consumidoras e termelétricas. Autoridades do ministério defendem a criação dessa figura, que atuaria em sincronia com o ONS, mas agentes do mercado defendem o modelo americano, em que não há uma gestão sobre o comércio de gás. Segundo Félix, a Petrobras também defende a criação desse gestor. (O Globo – 05.09.2016)

Governo estuda modelo de atuação de estatal em comercialização de gás

O governo quer definir até novembro também o modelo de atuação da estatal PPSA na comercialização de gás e óleo a ser produzido na área do pré-sal sob o regime de partilha. Segundo Félix, esse gás pode ser usado como “agente de desenvolvimento” do país, por exemplo, tendo uma dedicação exclusiva. – Defendemos condições de mercado no limite – disse Félix. Segundo Félix, independentemente das discussões normativas e legais, investimentos já têm sido feitos no setor de gás brasileiro. Ele citou a parceria recente entre Statoil e Petrobras, destacando a atuação da empresa europeia nesse segmento específico. – Os negócios estão acontecendo porque os investidores estão vendo a luz no fim do túnel. Félix disse que a ANP cancelou o leilão do gasoduto que ligaria o pré-sal ao Comperj, mas disse que o processo poderá ser retomado futuramente. De acordo com apresentação feita aos participantes da discussão, o Comperj, ao lado da região Nordeste, área onde a venda de ativos da Petrobras deverá alavancar mais investimentos privados. (O Globo – 05.09.2016)

Mato Grosso do Sul aumenta consumo de gás natural em 87%

O volume de gás natural vendido pela MSGÁS, distribuidora de Mato Grosso do Sul, quase dobrou em um ano. Foram distribuídos 361 mil m³/dia de gás no estado em agosto, 87% superior ao registrado no mesmo mês do ano passado, de 193,2 mil m³/dia. O volume não inclui o segmento termelétrico. O resultado acompanha também a ampliação da carteira de clientes da MSGÁS, que atendia a 3.898 unidades consumidoras em agosto de 2015 e agora é responsável pelo consumo de mais de 5.000 clientes, de acordo com a própria distribuidora. Relatório apresentado pela gerência Comercial da empresa indicou que a maioria dos segmentos tem apresentado uma sequência de recordes de consumo. Em agosto, o setor residencial demandou 2 mil m³/dia de gás natural; o comercial, 4,4 mil m³/dia; e o industrial, 341,2 mil m³/dia. Atualmente, a MSGÁS soma 269 km de rede de distribuição de gás natural no Mato Grosso do Sul. Além da capital, Campo Grande, a distribuidora atende ao município de Três Lagoas. (Agência Brasil Energia – 05.09.2016)

Produção das térmicas cai quase 30% no primeiro semestre

A produção das usinas termelétricas brasileiras caiu 27,7% no primeiro semestre de 2016, totalizando 11.715 MW médios (MWm) de energia elétrica entregues ao SIN. No mesmo período do ano passado, o volume chegou a 16.209 MWm, de acordo com a CCEE. A queda é reflexo da decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), tomada ainda no ano passado, de desligar as usinas mais caras, principalmente aquelas movidas a óleo diesel – que no ano passado produziram 2.346 MWm de energia, volume que caiu 66,5% na mesma comparação, para 1.560 MWm em 2016. Já as usinas a gás natural geraram 4.683 MWm nos seis primeiros meses desse ano, frente aos 7.691 MWm produzidos em 2015, o que representa uma queda de 39,1%. Para as UTEs bicompostíveis, também houve decréscimo, de 21,5%. As usinas entregaram 408 MWm ao sistema, contra 519 MWm de energia. Ao final do primeiro semestre de 2015, a representatividade da fonte térmica na matriz de geração brasileira era de 31%, valor que, em junho de 2016, foi reduzido a 20%. (Agência Brasil Energia – 12.09.2016)

Distribuidoras de gás vão crescer no curto prazo, segundo Fitch

As distribuidoras de gás natural brasileiras devem crescer no curto prazo, é o que prevê a Fitch Ratings em novo relatório divulgado nesta terça-feira (13/9). Para a agência, as distribuidoras brasileiras devem manter sólidos perfis financeiros caracterizados por alavancagem reduzida, mesmo diante de possível aumento dos investimentos. A análise indica que a alavancagem líquida das distribuidoras continua abaixo de um, e várias estão sem dívida. Nos últimos três anos, as empresas desse segmento sustentaram investimentos de nível baixo a moderado, o que, combinados com operações de distribuição de dividendos gerenciáveis, resultaram em fluxos de caixa livre menores. Nessa visão, a estratégia de crescimento que as concessionárias de distribuição têm adotado, como a diversificação de clientes nos segmentos residenciais e comerciais, é positiva

porque reduz a concentração do caixa na indústria e favorece a rentabilidade dessas empresas. Outros fatores que vão aumentar a competitividade do energético são as baixas cotações do Henry Hub (preço internacional de gás) e as altas tarifas de energia. Para que esse mercado avance ainda mais, a Fitch destacou à venda de ativos da Petrobras, operações que devem contribuir para melhorar o ambiente de negócios nos segmentos de exploração e também de transporte de gás. O analista sênior da agência, Gustavo Mueller, acredita que “a baixa penetração nos segmentos comercial, residencial e industrial deve estimular oportunidades de crescimento, dado o forte poder calorífico, a consistência do fornecimento e a conveniência do gás natural quando comparado a outras fontes alternativas de energia”. Contudo, a Fitch ponderou que a indústria brasileira ainda enfrenta alguns riscos, incluindo preocupações com o fornecimento de gás natural no médio prazo: “a Petrobras é a única fornecedora, direta e indireta, de gás das distribuidoras brasileiras, o que representa risco de concentração. [Além disso], as condições de fornecimento do gás boliviano após 2019 são incertas”. A provável negociação direta entre as distribuidoras brasileiras e a YPFB, estatal boliviana de produção de gás natural, foi considerada uma boa alternativa para atenuar os riscos da oferta, assim como a inclusão de outras fontes, como a exploração de reservas do pré-sal e a importação de GNL. Também foram considerados desafios para o setor de distribuição de gás do país: a concentração da indústria; e as incertezas com relação a estruturas societárias e regulatórias – 13 das 27 concessionárias do país são controladas por governos estaduais, o que aumenta o risco político. Segundo a Fitch, “a presença de grupos privados na estrutura societária das companhias tende a reduzir esse risco”. (Agência Brasil Energia – 13.09.2016)

CCEE registra queda na geração térmica de 27,7% no 1º semestre de 2016

Dados da CCEE indicam que as usinas térmicas do SIN diminuíram em 27,7% a produção de energia no primeiro semestre de 2016 quando comparada ao desempenho do mesmo período do ano passado. A produção das plantas térmicas nos seis primeiros meses do ano foi de 11.715 MW médios, enquanto em 2015 alcançou 16.209 MW médios. A queda é reflexo do desligamento de usinas mais caras após decisão do CMSE, ainda no ano passado, principalmente das usinas movidas a óleo diesel, que no ano passado produziram 2.346 MW médios de energia, montante reduzido a 1.560 MW médios em 2016, redução de 66,5%. Outro tipo de usina que diminuiu significativamente a produção foram aquelas movidas a gás com 4.683 MW médios entregues nos seis primeiros meses do ano, frente aos 7.691 MW médios produzidos em 2015, o que representa queda de 39,1%. As usinas térmicas bicompostíveis também registraram decréscimo na geração com 408 MW médios entregues este ano, 21,5% menos que os 519 MW médios gerados no semestre anterior. Ao final do primeiro semestre de 2015, a representatividade da fonte térmica chegou a 31% de toda a energia gerada no país, número que em junho de 2016 foi reduzido a 20% do total produzido pelas usinas térmicas do Sistema. (Agência CanalEnergia – 13.09.2016)

Térmicas equilibram oferta no NE, mas não é melhor solução, admite ministro

As usinas térmicas têm ajudado a manter o equilíbrio ao compensar as variações na oferta de energia no Nordeste, mas essa ainda não é a melhor solução, na opinião do ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho. “No fundo, no fundo, a gente vai precisar de uns dois invernos (período chuvoso) melhores para ter um certo grau de margem de segurança nos reservatórios e voltar a ter um mix mais favorável na composição do preço no Nordeste”, avaliou Coelho nesta quarta-feira, 14 de setembro. O intercâmbio de energia de Tucuruí e do Sudeste tem alternado com a energia eólica o papel de principal fonte de suprimento de energia elétrica no Nordeste. Em seguida vem as termelétricas e a geração hídrica, que deixou há algum tempo de ser a fonte mais importante de energia, em razão da seca prolongada na região, informou o ministro. A região está no quinto ou sexto ano consecutivo de seca, dependendo do estado. A previsão do Operador Nacional do Sistema Elétrico é de que, mantida a vazão atual, Sobradinho chegue ao fim do período seco com a capacidade de armazenamento “zerada” e atinja o chamado volume morto. Existem negociações em andamento para a redução da vazão do rio para 700 m³/seg, o que pode contribuir para a recuperação do maior reservatório da região, com fim do atual ciclo de seca. “Todo mundo vai se esquecer, mas certamente, daqui a sete, oito anos, vamos ter de novo problemas”, disse Coelho. No Ceará, onde a redução drástica do reservatório do Castanhão levou o governo local a considerar o corte no fornecimento de água para resfriamento de termelétricas, a preocupação maior do MME são as três usinas a carvão localizadas em Pecém. Segundo o ministro, elas gastam 600 litros de água por segundo, mas são importantes porque têm o custo de produção de energia mais baixo do Nordeste. “Elas saindo da operação vou ter que acionar térmicas mais caras”, disse. O ministério chegou a sugerir aplicação de uma tarifa de água maior para que as empresas reduzam o consumo e o governo cearense ficou de estudar essa alternativa. Já existe um projeto da Eneva de captação de água do mar para uso nas térmicas. A EDP também estaria estudando solução semelhante. O fornecimento de água do Castanhão ao porto do Pecém equivale a quase a metade do volume consumido na capital Fortaleza. (Agência CanalEnergia - 14.09.2016)

Usina termelétrica paralisa atividades no RS por greve e embargo do Ibama

A usina termelétrica da Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica (CGTEE) de Candiota, na Região da Campanha gaúcha, está com as atividades suspensas e sem previsão de voltar a funcionar. De acordo com o Ibama foram constatadas irregularidades no processo de queima de carvão e o local teve os trabalhos embargados. Conforme o Ibama, a usina estava lançando materiais tóxicos no ambiente com a emissão de gases acima do permitido, além de não ter apresentado relatórios obrigatórios de monitoramento. Foram aplicadas quatro multas cujos valores passam de R\$ 75 mi. Por conta do embargo, a usina está sem funcionar desde a terça-feira (13). Por meio de nota, a CTGEE, que pertence à Eletrobrás, informou que vem adotando as medidas impostas pelo Ibama desde janeiro, e que está tomando as providências para suspender o embargo. Junto a isso, funcionários da empresa JRP, que presta serviço à usina, entraram em greve por causa do atraso no pagamento dos salários de agosto. De acordo com o sindicato que representa a categoria este é o quarto atraso em seis meses. A

empresa alega que haveria pendências no repasse de documentos entre a CGTEE e a empresa terceirizada. O proprietário da JRP não comentou as alegações alegando problemas de saúde. Já os trabalhadores prometem manter a paralisação enquanto o problema não for resolvido. O complexo termelétrico de Candiota foi inaugurado em 1961, é a segunda maior usina térmica de carvão do país, com capacidade para gerar 796 megawatts. (G1 - 16.09.2016)

Petrobras inicia processo de abertura do setor de gás natural no Brasil

A Petrobras reafirmou nesta segunda-feira, 26 de setembro, seu compromisso com a desverticalização o negócio de distribuição de gás natural no Brasil. Hoje o segmento é monopolizado pela petroleira. A companhia, porém, sinalizou que não pretende deixar o mercado de gás natural, que na sua visão, será o combustível de transição para uma matriz energética mais limpa. "Temos uma estratégia específica para a área de gás", disse diretor executivo de Refino e Gás Natural da Petrobras, Jorge Celestino, durante apresentação do Plano Estratégico de Negócios e Gestão 2017-2021 da companhia, na sede da Fiesp. "A Petrobras tem uma elevada concentração no negócio de gás. É o único supridor de gás, detém a infraestrutura logística e todo cliente de gás é suprido pela Petrobras. Nosso movimento é claramente de desverticalizar essa operação, trazendo novos parceiros... Já começamos a fazer. Na última semana anunciamos um negócio com um novo sócio na malha Sudeste." Celestino se refere à venda de 90% das ações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para a Brookfield Infrastructure Partners (BIP), em uma operação de US\$ 5,19 bi. A primeira parcela, correspondente a 84% do valor (US\$ 4,34 bi), será paga no fechamento da operação e o restante (US\$ 850 mi), em cinco anos. "Vamos verticalizar. Estamos tratando com o Governo a forma de fazer isso. Temos o desafio regulatório, fiscal e tributário para fazer isso, mas é algo que a gente está fazendo. Obviamente seremos um player relevante nesse segmento de mercado, por entendermos que esse é um combustível de transição", completou o executivo. Sem dar muitos detalhes, Celestino também disse que a Petrobras vai "reestruturar o negócio de energia", colocando todos os ativos debaixo de uma mesma empresa e "buscando maximizar o valor desse negócio". Hoje a petroleira é o sexto maior produtor de energia elétrica do Brasil, com capacidade instalada de 6.239 MW, atrás de Itaipu (7.000 MW, lado Brasil), Engie (7.323 MW), Eletronorte (9.922 MW), Furnas (9.411 MW) e Chesf (10.613 MW). "Reestruturação do negócio de energia é algo que a gente vai fazer. Colocando todos os ativos de energia debaixo de uma mesma empresa e buscando maximizar o valor desse negócio." (Agência CanalEnergia - 26.09.2016)

Consumo de gás tem segundo pior resultado do ano

Com o segundo pior resultado do ano, o consumo de gás natural caiu 22,5% em julho, passando para 56,2 milhões de m³/dia, de acordo com levantamento da Abegás. Em julho de 2015, a demanda do país chegou a 72,5 milhões de m³/dia de gás, devido, em grande parte, ao despacho termelétrico, que à época demandava 28,6 milhões de m³/dia. Hoje, o consumo das usinas é menos da metade, de 12,4 milhões de m³/dia. Também houve baixa relevante no setor

industrial, no qual foram consumidos 26,2 milhões de m³/dia do energético, volume 9,8% inferior ao registrado no mesmo mês do ano passado. O uso do gás para cogeração de energia e como matéria-prima também diminuiu 7,4% e 11,5%, respectivamente. Por outro lado, os pequenos consumidores têm dado resultados positivos para as distribuidoras de gás natural brasileiras. Em julho de 2016, o segmento residencial demandou 1,4 milhão de m³/dia, o que representa aumento de 25% na comparação anual. Enquanto, no comercial, houve elevação de 9,6%, para 910 mil m³/dia. O setor automotivo também teve crescimento no consumo de gás natural, que nos carros é utilizado como GNV. Em relação a julho do ano passado, o aumento foi de 3,68% e o volume demandado chegou a 4,9 milhões de m³/dia de gás. Segundo o presidente da Abegás, Augusto Salomon, o Brasil precisa de um projeto de desenvolvimento para o setor de gás natural, “[como esse] que vem sendo delineado no programa Gás para Crescer, que mostra o interesse do governo federal em criar políticas de estímulo ao setor”. Salomon afirmou ainda que as distribuidoras precisam contribuir com propostas para destravar investimentos. (Agência Brasil Energia - 26.09.2016)

Abegás apresenta ao MME proposta em linha com Gás para Crescer

A Abegás apresentou ao MME nesta terça-feira (27/9) uma proposta com os principais pontos que, na visão das distribuidoras, precisam ser considerados na elaboração de novas políticas para o setor de gás natural, cuja discussão ocorre no âmbito do programa Gás para Crescer, criado para organizar a abertura do mercado de gás diante da saída da Petrobras. O estudo foi elaborado pela consultoria Strategy&, contratada pela Abegás, apurou a Brasil Energia. Segundo fontes a par das discussões, o ministério teria considerado a proposta da Abegás como “excelente”, muito próxima às ideias já desenhadas pelo governo. A impressão geral, inclusive, é de que o estudo teria sido desenvolvido com base nas diretrizes principais já apontadas pelo MME. Essas diretrizes, junto às propostas apresentadas por diversos agentes interessados, serão alvo de uma minuta de resolução a ser publicada na próxima segunda-feira (3/10). Em seguida, serão conduzidas novas rodadas de discussão até a redação de um texto definitivo, que seguirá para a análise do CNPE, na reunião de dezembro. Os dez temas prioritários são resultado de um consenso entre governo e indústria, segundo o secretário de Petróleo e Gás do MME, Márcio Félix. As diretrizes preveem o compartilhamento de infraestruturas consideradas essenciais para o mercado de gás natural, o que deve incluir os terminais de regaseificação de GNL e as unidades de processamento (UPGNs); o apoio às negociações de compra de gás da Bolívia; a harmonização entre as regulações estaduais e federal, que representa hoje o principal entrave para o swap de gás; entre outras ações. A Abegás também encaminhou à ANP um pedido de extensão do prazo da chamada pública que discute a revisão da tarifa referente ao transporte de gás natural que compõe os contratos de compra e venda do insumo. A associação pediu que o prazo seja de 90 dias no total, e não de 30, como foi previsto inicialmente. A ANP ainda não divulgou seu parecer. A proposta inicial da agência prevê a transição de uma parcela fixa de preço para outra flexível, que levaria em consideração o custo proporcional à distância entre os pontos de

entrada e saída do gás natural na rede. A princípio, o processo de consulta de interesse vai até 12 de outubro. (Agência Brasil Energia – 27.09.2016)

NatGas Economics: quem vai pagar a conta da estocagem de gás?

Presente na lista de prioridades do programa Gás para Crescer, a estocagem subterrânea de gás natural é uma das atividades que pode enfim encontrar seu espaço no mercado brasileiro. Contudo, isso só será possível se o mercado arranjar uma forma segura de compartilhar os riscos relacionados ao suprimento com todos os elos da cadeia, explicou Marcio Balthazar da Silveira, ex-gerente da Petrobras e atual sócio da consultoria NatGas Economics. O consultor compartilhou com a Brasil Energia algumas das ideias discutidas com a EPE sobre o assunto. “Para que a modulação do suprimento funcione, seja com estocagem subterrânea ou [importação] de GNL, alguém precisa pagar por esse serviço. Em um ambiente em que a Petrobras não vai mais bancar [as atividades de gás natural], quem poderá fazer isso?”, lembrou. O exemplo do mercado norte-americano foi citado, no qual a estocagem em campos depletados e em outras áreas subterrâneas é utilizada com frequência para modular a entrada de gás natural na rede. “Nos Estados Unidos, o mercado funciona. A alternativa por aqui fica com a abertura total. [...] É preciso de tempo para formar um mercado de riscos compartilhados em um ambiente de mercado livre, mas precisamos começar”, explicou Silveira. Em mercados mais maduros, os preços flutuam de acordo com as variações do mercado. Nos Estados Unidos, as variações ocorrem de acordo com o período do ano, se é verão ou inverno, e as modulações ajudam no equilíbrio das contas. “[No Brasil], também temos nossa sazonalidade, determinada pelo regime de chuvas”, de acordo com o consultor. Para impulsionar esse mercado, a ANP abriu em meados de setembro uma consulta de interesse com nove áreas produtoras que foram devolvidas ou que estão em processo de devolução, todas em bacias onshore: quatro no Recôncavo baiano; duas em Alagoas; duas no Espírito Santo; e uma na bacia Potiguar. Os interessados podem ainda indicar outras áreas que considerem próprias para desenvolver a atividade, sem implicar nenhum compromisso. As áreas que tiverem manifestações de interesse válidas serão indicadas ao MME, o que pode resultar em uma futura licitação, de acordo com a agência. (Agência Brasil Energia – 29.09.2016)

Distribuidoras do Sul buscam solução para levar mais gás para região

As distribuidoras de gás natural de Santa Catarina, Paraná e Rio Grande do Sul reuniram-se em 30 de setembro com a Abegás para discutir ações que devem ser adotadas para levar mais gás natural para a região Sul do país. Hoje, a região Sul é atendida exclusivamente pelo gás boliviano, cujo contrato de importação entre Petrobras e YPFB vence em dezembro de 2019. Como ainda não se sabe quais serão os termos do novo acordo, as distribuidoras discutem a possibilidade de assumir a negociação direta com a estatal boliviana, mas não descartam outras fontes de suprimento, como o GNL. As concessionárias, SCGÁS, Compagás e Sulgás trabalham em conjunto para buscar alternativas para ampliar o suprimento de gás na região. Também participaram do encontro, que ocorreu na

Fiesc, as federações industriais dos três estados. Dois dos três estados têm projetos para a instalação de terminais flutuantes de regaseificação de GNL (FSRU, na sigla em inglês) em portos. No Rio Grande do Sul, o projeto é da Bolognesi Energia, baseado no consumo de uma termelétrica contratada no leilão de 2014. Depois de problemas financeiros e atrasos, o projeto está pronto para sair do papel e a Shell começará a entregar GNL ao FSRU no final de 2019, justamente para atender ao mercado local. As informações são de fontes próximas do projeto que preferem não ser identificadas. Outro projeto que recentemente chamou a atenção foi o da Copel, que detém 51% da Compagas, no Paraná. A empresa está estudando a possibilidade de instalar um terminal no porto Pontal do Paraná, que fica a pouco mais de 80 km de Curitiba. A ideia é ofertar três usinas, UTE Litoral, UEGA 2 e UTE Sul, totalizando 1,5 GW de capacidade, para dar base ao FSRU, que seria também utilizado para suprir o mercado local. (Agência Brasil Energia - 30.09.2016)

Produção de gás no Brasil cresce 1,5% em agosto no Brasil, segundo ANP

A produção de petróleo e gás natural no Brasil no mês de agosto totalizou 3,293 milhões de boe/d, segundo a ANP. A produção de gás natural totalizou 108,8 milhões de m³/dia, um aumento de 1,5% em relação ao mês anterior e de 9,6% na comparação com o mesmo mês de 2015. O aproveitamento de gás no mês foi de 95,4%. A queima de gás em agosto foi de 5 milhões de m³/dia, um aumento de 13,5% se comparada o mês anterior e de 7,8% em relação ao mesmo mês no ano passado. Já a produção de pré-sal, oriunda de 65 poços, foi de aproximadamente 1,099 milhão de bpd e 42,2 milhões de m³/dia de gás natural, totalizando aproximadamente 1,365 milhão de boe/d, um aumento de 3,6% em relação ao mês anterior. (Agência CanalEnergia - 03.10.2016)

Preço do gás para indústria cai 10% em São Paulo

O preço do gás natural para a grande indústria de São Paulo fica 10% menor a partir desta segunda-feira (3/10), de acordo com decisão da Arsesp, que atualizou as tarifas da Comgás pela segunda vez neste ano. Segundo a Arsesp, o reajuste é resultado da queda da cotação em dólar do gás importado, o que, junto à menor taxa de câmbio do período, fez com que o preço do gás natural ficasse abaixo do previsto. A última revisão foi feita em maio, motivada pelo baixo preço do petróleo no mercado internacional, que é referência para o gás associado. Não houve alteração para as concessionárias GasBrasiliano, subsidiária da Petrobras, e Gás Natural São Paulo Sul, da Gás Natural Fenosa, que também atendem ao estado de São Paulo, já que as empresas recebem apenas gás nacional. A Comgás tem 40% de sua demanda atendida pelo gás boliviano, e, por isso, fica parcialmente sujeita às mudanças da cotação internacional. Para os clientes da Comgás que demandam mais de 10 milhões de m³ por mês, a faixa mais alta de consumo, o preço caiu para R\$ 1,082 por m³ de gás natural. Já as indústrias que consomem entre 1 milhão de m³/mês e 10 milhões de m³/mês, o valor passou para R\$ 1,187/m³, queda de 9,2% em relação ao preço anterior. A pequena indústria terá preço 6% menor, que passa de R\$ 2,028/m³ para R\$ 1,908/m³ a partir de hoje. O setor comercial com demanda mensal entre 100 m³ e 1.000 m³,

por sua vez, vai passar a pagar R\$ 3,463/m³, valor 3,4% mais baixo. O comércio de pequeno porte (até 100 m³/mês) teve queda de 2,7%, para R\$ 4,373/m³ de gás. A redução para os clientes residenciais ficou entre 2% e 2,6%, de acordo com a faixa crescente de consumo. Na maior categoria, com consumo de 30 m³/mês ou mais, o preço do gás natural passa para R\$ 4,36/m³. Na faixa média, entre 10 m³ e 30 m³ mensais, o valor é de R\$ 4,09/m³, enquanto os menores consumidores (5 m³/mês) ficam com R\$ 4,87/m³. Todos os valores apresentados consideram a cobrança do ICMS. Os dados de agosto indicaram que a Comgás atende hoje ao consumo de 1,63 milhão de clientes em 177 municípios paulistas, o que faz dela a maior distribuidora do país. São quase 1,62 milhão de clientes residenciais, 15.466 comerciais, 1.130 industriais, 26 projetos de cogeração e 271 postos de GNV. (Agência Brasil Energia – 03.10.2016)

Diretrizes do Gás para Crescer entram em consulta pública

O MME publicou na noite de segunda-feira (3/10) as Diretrizes Estratégicas para o desenho do novo mercado de gás natural no Brasil, documento que compila os estudos e parâmetros que estão norteando os trabalhos dentro do programa Gás para Crescer. O documento ficará disponível para envio de contribuições até o dia 7 de novembro. A ideia é reunir informações para subsidiar a redação de uma resolução, que entrará na pauta da reunião do CNPE, em dezembro, e definirá as políticas do governo federal para o mercado de gás. O debate proposto pela consulta pública deve ajudar a criar os fundamentos para desenvolver um novo mercado de gás natural com diversidade de agentes, liquidez, competitividade, acesso à informação e boas práticas, e que contribua para o crescimento do país, afirmou o MME, em nota. O relatório e seus oito anexos consideram os seguintes pontos: fatos e motivação; ações; construção estratégica; visão de futuro da indústria de gás natural no Brasil e os fundamentos para o desenho de um novo mercado de gás natural; e as diretrizes estratégicas. (Agência Brasil Energia – 03.10.2016)

Brasil pode produzir mais de 4 trilhões de m³ de gás não convencional até 2050

O Brasil pode produzir até 4,4 trilhões de m³ de gás não convencional até 2050. Os dados foram divulgados em um estudo interministerial realizado pelo Comitê Temático de Meio Ambiente do Prominp. De acordo com a pesquisa, os recursos não convencionais podem duplicar a reserva total de gás brasileira. A produção viria de volumes recuperáveis em bacias terrestres como as de São Francisco, Recôncavo, Parnaíba, Parecis, Paraná, Potiguar, Amazonas e Solimões. Outra possível fonte são os hidratos de metano das bacias marítimas de Foz do Amazonas e Pelotas. As bacias do Recôncavo, Espírito Santo, Sergipe-Alagoas e Potiguar foram apontadas como as mais propícias para o início das atividades no país por contarem com infraestrutura e fornecedores de bens e serviços, além de não terem expectativa de novas descobertas com grandes volumes. “No caso da produção declinante do gás natural em bacias terrestres, entende-se que o aproveitamento dos recursos não convencionais poderia contribuir fortemente para a manutenção das atividades exploratórias nas bacias maduras, assim como para o aumento da oferta de energia e a consequente distribuição de emprego e

renda”, afirma o estudo. O relatório conclui, porém, que, mesmo em condições favoráveis, havendo a disponibilidade para os dois tipos de recurso, a exploração convencional sempre terá prioridade no Brasil, por questões de economicidade, “Nosso compromisso é garantir que o aproveitamento de hidrocarbonetos não convencionais no Brasil, quando ocorrer, se realize com a necessária transparência, a garantia da segurança operacional, a proteção à saúde humana e a preservação do meio ambiente”, diz o estudo. O relatório reconhece que a utilização do fraturamento hidráulico para a exploração não convencional pode gerar sismos induzidos, reativar falhas preexistentes e afetar a integridade de poços vizinhos. Entre as medidas sugeridas estão a realização de estudos estaduais para analisar os possíveis impactos e a criação de um sistema de avaliação e classificação de riscos de produtos químicos, nos moldes do aplicado pela Agência Europeia de Produtos Químicos (ECHA). Além disso, o relatório sugere alteração nas regras de licenciamento ambiental, hoje atribuído a órgãos estaduais, na fase de exploração, e ao Ibama, na fase de produção. A ANP ressaltou que o estudo não pretende avaliar ou estimular a imediata exploração de recursos em reservatórios não convencionais no Brasil. O MME já afirmou que só irá analisar a questão dos reservatórios que requerem fraturamento hidráulico de alta intensidade após a 14ª rodada, prevista para 2017. (Agência Brasil Energia - 05.10.2016)

ANP detalha áreas disponíveis para estocagem de gás

A ANP detalhou as áreas disponíveis para consulta de interesse em atividades de estocagem subterrânea de gás natural (ESGN). A agência publicou um resumo com os aspectos geológicos e fisiográficos para cada uma dos nove campos onshore ofertados. Estão disponíveis dados dos campos Cidade de Sebastião Ferreira e Lagoa Pacas (Bacia de Alagoas), Lagoa Parada Sul e Mosquito (Bacia do Espírito Santo), Acauã Leste (Bacia Potiguar), e Camaçari, Lagoa Verde, Pojuca Norte e Miranga Leste (Bacia do Recôncavo). O maior campo é Mosquito, na porção emersa da Bacia do Espírito Santo. Com área de desenvolvimento de 11,936 km², o campo fica a 40 km do município de São Mateus (ES). A área foi descoberta em 1988 e, até 2008, foram perfurados sete poços exploratórios, sendo três produtores e quatro secos. Os interessados podem ainda indicar outras áreas que considerem próprias para desenvolver a atividade, sem implicar nenhum compromisso. As áreas que tiverem manifestações de interesse válidas serão indicadas ao MME, o que pode resultar em uma futura licitação, de acordo com a ANP. O processo completo de consulta termina em 20/12. (Agência Brasil Energia - 07.10.2016)

MME coloca para consulta documento com diretrizes para mercado de gás natural

O MME divulgou, em 10 de outubro, para consulta pública, o documento "Diretrizes Estratégicas para o Desenho de Novo Mercado de Gás Natural no Brasil". O objetivo é receber comentários e sugestões, no âmbito da iniciativa Gás para Crescer, sobre as diretrizes para a criação dos fundamentos do novo mercado de gás natural de modo a contribuir para o crescimento do país. As

contribuições dos agentes interessados serão aceitas até o próximo dia 7 de novembro. (Agência CanalEnergia – 10.10.2016)

Indústria de óleo e gás deverá ter novo incentivo

As gigantes do petróleo que vierem atuar no pré-sal brasileiro serão estimuladas a comprar, localmente, equipamentos de fabricação nacional para utilizar em operações que tenham pelo mundo. Isso porque a exportação de bens e serviços passará a integrar o índice de conteúdo local – a exigência do governo prevê o uso mínimo de componentes comprados no Brasil nesses negócios. Essa alteração, que será anunciada nos próximos dias e promete mudar a lógica da política industrial do setor de óleo e gás, é um item da chamada agenda microeconômica do governo. São iniciativas em diversas áreas, destinadas a resolver “gargalos” específicos dos setores, para melhorar o ambiente de negócios. Não se trata de um pacote fechado de medidas, segundo explicou ao Estado o secretário de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda, Mansueto Almeida. Essas iniciativas caminham ao lado dos ajustes macroeconômicos, cujo centro no momento é o reequilíbrio das contas públicas. As medidas microeconômicas no setor de óleo e gás são tratadas com prioridade pelo governo, principalmente após a aprovação, pela Câmara, da lei que desobriga a Petrobrás de participar de todos os empreendimentos no pré-sal. A pressa é para criar condições atraentes a uma maior participação do setor privado, que já dá sinais claros de interesse. “Temos ouvido das grandes petroleiras que o pré-sal é viável e atrativo no cenário atual de preço”, disse o secretário de Petróleo, Gás e Combustíveis renováveis do MME, Márcio Félix. “Eles dizem que tem doze países no mundo com geologia interessante, mas metade deles fica fora dos planos por razões políticas”, contou. “Dos seis que sobram, o Brasil é o número 1, 2 ou 3.” Mas, para converter esse interesse em investimentos, faltam algumas definições. O índice de conteúdo local é um deles. As exigências na atual legislação, que fixa o uso de componentes brasileiros na casa dos 70%, são apontadas pelo setor como impossíveis de cumprir. Não por acaso, as empresas acumulam dívidas estimadas em R\$ 90 bi pelo descumprimento dessas exigências. Uma decisão sobre o que fazer com esse estoque de dívidas é um item da agenda, disse Mansueto. E uma reformulação dessa política, a cargo principalmente do MDIC, é outro. O governo não necessariamente vai mudar o índice, mas alterar sua lógica, disse Félix. Por exemplo, ao permitir que compras feitas pelas petroleiras para utilizarem em outras partes do mundo contem como conteúdo local. Assim, elas não ficarão amarradas à obrigação de comprar a maior parte das coisas aqui. Ao mesmo tempo, abre-se a possibilidade de as indústrias locais fornecerem para compradores muito maiores. (O Estado de São Paulo – 13.10.2016)

Transporte de gás exigirá US\$ 10 bi investimentos para dobrar malha até 2030

Dentre todos os elos da cadeia de gás natural, aquele que mais precisa de investimento é o transporte. Um estudo elaborado pela consultoria Strategy& a pedido da Abegás indicou que o Brasil terá que dobrar sua malha de gasodutos de transporte até 2030, adicionando por volta de 7 mil km de rede dutoviária. A

empreitada pode custar US\$ 10 bi em investimentos, maior volume do setor, excluindo gastos com exploração e produção. A estimativa de investimento total nas atividades de midstream e downstream é de US\$ 27 bi, o que deve gerar de 15 a 20 mil empregos por ano até 2030. A análise da Strategy& aponta os principais entraves para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil, ligados principalmente à precariedade do marco regulatório. A ideia da Abegás é contribuir com o programa Gás para Crescer, que estuda diretrizes para a abertura do mercado de gás. Não só o transporte, mas também os gasodutos de escoamento, que conectam os campos produtores às unidades onshore de tratamento e processamento de gás (UPGNs), devem demandar grandes aportes nos próximos anos. Somente na área da Bacia de Santos, o escoamento do gás produzido deve ultrapassar 40 milhões m³/dia já em 2026, o que justifica investimentos de US\$ 7 bi a 8 bi no Rota 3 e em outros dutos adicionais. A rede de distribuição de gás natural deve exigir o terceiro maior volume de investimentos no período, que pode chegar a US\$ 5,5 bi até 2030. Para esse cenário, a Strategy& considerou o aporte histórico das distribuidoras brasileiras, que gastaram, em média, US\$ 1,5 bi na construção de 2,3 mil km de gasodutos entre 2013 e 2014. Há ainda a possibilidade de investir em outras atividades complementares para a cadeia de gás natural, como a estocagem subterrânea. Segundo a consultoria, será preciso alocar US\$ 2 bi para garantir um volume de gás equivalente a duas semanas de consumo nacional armazenado em bacias sedimentares. Além disso, a construção de novas UPGNs, que hoje estão concentradas no portfólio da Petrobras, deve exigir US\$ 1,5 bi nas próximas décadas. Esse valor abarca somente o escoamento do gás natural produzido no pré-sal da Bacia de Santos. (Agência Brasil Energia - 13.10.2016)

Produção de petróleo e gás da Petrobras sobe 1,4% em setembro

A Petrobras informou nesta segunda-feira (17) que sua produção total de petróleo e gás natural em setembro atingiu 2,88 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), crescimento de 1,4% na comparação com agosto. Do total produzido, a extração no Brasil atingiu 2,75 milhões boed, um novo recorde mensal, superando os 2,72 milhões boed do mês de agosto de 2016. A produção média de petróleo no país, que atingiu 2,24 milhões de barris por dia (bpd) em setembro, também constituiu nova marca histórica. A produção de petróleo e gás natural operada pela Petrobras na camada pré-sal alcançou 1,46 milhão de barris de óleo equivalente por dia (boed), registrando também novo recorde mensal em setembro. Esse volume corresponde a um aumento de 7,3% em relação ao mês anterior. "Esse resultado se deve, principalmente, ao crescimento da produção dos campos de Lula e Sapinhoá, ambos na Bacia de Santos." Em setembro, a produção média de petróleo operada pela Petrobras no pré-sal bateu também novo recorde mensal, de 1,17 milhão de barris de petróleo por dia. A produção de gás natural no Brasil chegou a 81,2 milhões metros cúbicos por dia. O valor é 2,2% acima do mês anterior - também um novo recorde mensal. A produção média de gás natural no exterior foi de 9,5 milhões metros cúbicos, um volume 2% menor em relação ao mês anterior, devido à parada programada da plataforma dos campos de Lucius/Hadrian South, nos Estados Unidos. (G1 - 17.10.2016)

Bolívia: contratos de gás com o Brasil serão retomados

“Serão retomadas as negociações com o Brasil para renovar o contrato de exportação do gás boliviano”, essa foi a declaração pontual do ministro boliviano de Hidrocarburos y Energía, Luis Alberto Sánchez. A autoridade, que participou da entrega do programa Juancito Pinto a estudantes do primário da unidade educativa de Guerrahuayco, distante 8 quilômetros capital tarijeña, se recusou a dar mais detalhes a respeito do assunto. “No dia 4 de novembro vocês terão uma grande novidade sobre esse tema” anunciou. Ele evitou falar sobre a decisão da Petrobrás de diminuir as atividades exploratórias em alguns campos petrolíferos, entre eles San Telmo, Astillero y Sunchal, no sul do departamento de Tarija. “ A política de decisão da Bolívia é soberana, nós que decidimos”, disse o ministro, em referência à possibilidade de que a Petrobrás não continue no país. (El Deber - Bolívia - 18.10.2016)

EPE: Regra de crédito do BNDES a térmicas pode elevar preço de energia

As condições mais "apertadas" do BNDES para financiamento de projetos de termelétricas a gás natural podem se traduzir em preços mais altos para essa energia, disse Luiz Barroso, presidente da EPE, em conversa com a imprensa durante evento da Datagro. O BNDES anunciou recentemente as novas condições para financiamento de projetos de energia. Entre as mudanças, o banco abandonou financiamentos para térmicas a carvão e óleo combustível, e reduziu o percentual de financiamento de termelétricas a gás natural. Segundo Barroso, a redução do percentual foi uma forma de o BNDES trazer financiamentos mais "compatíveis" com as reais condições de mercado. "Uma condição mais apertada [no financiamento] implica necessidade de preço maior para remunerar o mesmo capital", disse. De acordo com ele, a EPE tem o objetivo de buscar esse "realismo tarifário", com alinhamento entre os preços reais oferecidos nos leilões e as condições de financiamento do mercado. (Valor Econômico - 17.10.2016)

Produção de gás natural atinge novo recorde de produção em agosto, segundo MME

A produção nacional de gás natural no Brasil atingiu novo recorde histórico com a produção de 108,8 milhões de m³/dia. O número é 9,6% maior quando comparado ao mesmo período de 2015, quando foram produzidos 99,23 milhões de m³/dia. Já a reinjeção apresentou queda de 10,5% em relação ao mês de julho de 2016, resultando em 31,5 milhões de m³/dia. Os dados são do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural elaborado do MME. O mês de agosto também registrou alta na oferta nacional de gás com crescimento de 6,9% quando comparado ao mês de julho de 2016, fechando com 54,1 milhões de m³/dia. A oferta de gás importado aumentou de 1,6% em comparação com o mês anterior. Com relação à demanda, o setor ultrapassa 80,6 milhões de m³/dia, com aumento de 8,0% em relação ao mês de julho de 2016. (Agência CanalEnergia - 21.10.2016)

Vendas de gás em Santa Catarina sobem 4%

A distribuidora SCGÁS vendeu 53,5 milhões de m³ de gás natural em setembro, volume quase 4% superior ao registrado no mesmo mês do ano passado. A média de consumo no mercado de Santa Catarina foi de 1,78 milhão de m³/dia de gás, com pico de 1,94 milhão de m³/d no dia 26 de setembro, segundo a concessionária. A receita com a venda de gás natural somou R\$ 63,6 mi no mês e o lucro operacional chegou a R\$ 7,5 mi. De janeiro a setembro de 2016, o lucro operacional totalizou R\$ 109,9 mi, o maior da história da empresa. Dois novos condomínios residenciais foram conectados à rede de distribuição de gás natural de Santa Catarina em setembro, o que fez com que a SCGÁS chegasse a 10 mil unidades consumidoras na sua área de concessão. Um novo cliente industrial também foi conectado: a fábrica da Schlösser Tecidos, em Brusque. (Agência Brasil Energia - 21.10.2016)

Produção de gás natural cresce quase 10% em agosto

A produção nacional de gás natural alcançou a marca de 108,8 milhões de m³/dia em agosto, patamar considerado recorde, segundo dados consolidados do MME. A produção é 9,6% maior que a verificada no mesmo período de 2015, quando foram produzidos 99,23 milhões de m³/dia. O valor também supera o volume de 107,17 milhões de m³/dia apurados em julho e manteve a média do ano acima dos 100 milhões de m³/dia. A regaseificação de gás natural liquefeito ficou em 1,55 milhão de m³/dia no mês passado, ligeiramente acima em relação a julho e mantendo a média do ano na casa dos 5 milhões de m³/dia. A importação de gás da Bolívia em agosto foi de 28,59 milhões de m³/dia, mantendo a média anual próxima do limite do gasoduto binacional. Agosto também registrou alta na oferta nacional de gás, de 6,9%, ante julho, ao fechar com 54,1 milhões de m³/dia. Na demanda, o levantamento apurou elevação de 8%, para 80,6 milhões de m³/dia, ainda de acordo com os dados do MME. (Agência Brasil Energia - 24.10.2016)

“ONS do gás” pode não ser melhor opção, segundo estudo do IBP

A ideia de se criar uma espécie de ONS do gás natural, amplamente discutida pelo setor, pode não ser o caminho mais adequado para o desenvolvimento do mercado brasileiro, de acordo com estudo realizado pelo Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP). A adoção do modelo tarifário de entrada/saída, em consulta pública na ANP, requer a presença de um agente coordenador das operações da malha de transporte, mas sem poder de decisão sobre oferta e demanda, segundo Roberto Schloesser, líder do grupo de estudos sobre gás natural do IBP. “O mercado de gás natural brasileiro precisará de uma entidade privada, sem fins lucrativos e direcionada por princípios de mercado”, afirmou Schloesser no primeiro dia da Rio Oil & Gas 2016, nesta segunda-feira (24/10). Diferentemente do ONS – que atua como operador, definindo quais usinas vão e não vão fornecer energia para o sistema elétrico –, o Agente Central de Transporte (ACT), como foi apelidado pelo grupo do IBP, “não seria operador de UPGNs, de plataformas ou de citygates. Essa função é dos agentes de mercado”. Segundo Schloesser, que também é gerente Comercial da BG Brasil, as análises do grupo indicaram que o modelo de entrada/saída é o que melhor contribui para o

desenvolvimento do mercado. “Nesse modelo, os ofertantes contratam uma capacidade de entrada [na malha de gasodutos de transporte], o que lhes permite vender gás natural para qualquer usuário, que por sua vez paga pela retirada do volume”, explicou. Nesse sentido, uma das atribuições do ACT seria garantir que um único supridor não bloqueie o mercado ao utilizar todo o volume disponível nos gasodutos, impedindo que outros players negociem. O agente pode ter ainda um papel importante na expansão do sistema de transporte, uma vez que poderia contribuir com informações sobre pontos de oferta, demanda e congestionamentos, ainda de acordo com o estudo. A criação de um agente coordenador da malha de gasodutos de transporte, assim como a adoção do modelo de entrada/saída, foi pontuada também nos relatórios do programa Gás para Crescer, do MME, que recentemente definiu dez diretrizes para garantir a abertura do mercado de gás natural brasileiro mediante saída da Petrobras. Os documentos estão em consulta pública até o dia 7 de novembro. (Agência Brasil Energia – 24.10.2016)

MME autoriza importação de gás para UTE Cuiabá

O MME autorizou a importação de gás natural da Bolívia, em até 2,3 milhões de m³ por dia, para a usina termelétrica Cuiabá (antiga Mario Covas), em Cuiabá, Mato Grosso. A Empresa Produtora de Energia, responsável pela usina, foi autorizada a importar o combustível, através do gasoduto Lateral-Cuiabá, que liga as cidades de Cáceres, no país vizinho, e Cuiabá. A empresa importadora ainda precisa apresentar o contrato de compra e venda do gás para a ANP. Além disso, deve manter relatórios dos volumes de importações e preços do produto. A usina, de 529 MW, é controlada pelo grupo J&F Investimentos, dona da marca JBS. (Agência Brasil Energia – 26.10.2016)

Vendas de gás natural cai 1,8%

O volume de gás natural distribuído, excluindo as vendas para termelétricas, foi 1,8% inferior ao mesmo período do ano passado. Já os segmentos de pequenos consumidores, como residências e comércio, aumentaram a demanda em 18,8% e 6,1% na área de concessão da Comgás, o que, segundo a empresa, tem relação com a menor temperatura da região, o fim da crise hídrica e, claro, a conexão de 114 mil novos clientes residenciais. Já o consumo industrial, como era esperado, continua reduzido devido à desaceleração econômica. As vendas da Comgás para o segmento caíram 3,7% no terceiro trimestre frente ao ano anterior. A queda, no entanto, foi menos acentuada do que aquela registrada no segundo trimestre de 2016, de 7,5%. Na cogeração, a redução foi de 3,5%, segmento bastante impactado pela atividade industrial retraída. Para as termelétricas, que foram desligadas pelo ONS com a recuperação parcial dos reservatórios, as vendas de gás natural foram 94,4% menores em relação a 2015. Já a demanda automotiva subiu 3,4%, primeiro crescimento trimestral observado em anos. (Agência Brasil Energia – 31.10.2016)

EPE quer criar agenda com estados para incentivar demanda de gás

A EPE quer criar uma agenda com os estados brasileiros para buscar ações que estimulem a demanda por gás natural. "Hoje, isso acaba sendo catalisado pela Abegás. Queremos que os estados e as distribuidoras tenham voz específica", afirmou o presidente da estatal, Luiz Augusto Barroso, que ainda garantiu que a EPE vai dialogar com as secretarias estaduais responsáveis. O executivo esteve presente na Rio Oil & Gás, evento realizado pelo IBP, na última semana de outubro. A respeito das críticas sobre o Gás para Crescer, considerado "difuso" por alguns acadêmicos e empresários do setor, Barroso afirmou que "o programa veio para consolidar uma visão estratégica do governo sobre o gás natural. Não havia a pretensão ou ambição de colocar propostas de implementação muito detalhadas, porque o primeiro objetivo é discutir com o mercado". Nesse sentido, "cabe ao mercado nos contar [por meio da consulta pública] se a visão do programa corrobora com a expectativa e se o timing planejado para curto, médio e longo prazo está adequado", de acordo com Barroso. No âmbito do Gás para Crescer, coordenado pelo MME, a EPE é responsável pelo estudo sobre a harmonização do setor elétrico com o de gás natural, assim como pelas propostas voltadas ao estímulo do consumo de gás no país. O programa, que busca a abertura do mercado, está em consulta pública até o dia 7 de novembro. (Agência Brasil Energia - 31.10.2016)

Chefe de Infraestrutura de Gás da Engie no Brasil, aposta no gás como o combustível da transição energética

Segundo Emmanuel Delfosse, a estratégia global do grupo é apostar no gás como o combustível da transição energética para uma matriz de baixo carbono e que, dentro dessa visão, o Brasil oferece oportunidades de negócios que estão alinhadas com a diretriz da companhia. Segundo ele, no entanto, o principal foco da Engie, num primeiro momento, é participar das discussões regulatórias do setor. "Estamos acompanhando esse movimento [desinvestimentos da Petrobras] e olhando para o mercado de gás no Brasil, mas de uma forma mais estratégica na parte regulatória, para termos o conforto de entrar nesse mercado. Delfosse destaca que a empresa mira oportunidades em todos os segmentos da indústria de gás, incluindo a área de estocagem - setor onde a Engie já atua, na Europa, mas que ainda carece de regulamentação no Brasil. O executivo não acredita no desenvolvimento desse mercado no curto prazo, mas cogita a participação da empresa num projeto piloto. "A questão está na precificação do setor [de estocagem] no Brasil. Precisa-se de estocagem para garantir a segurança do suprimento? Se precisar, podemos precificar isso e desenvolver um modelo de negócios. No momento, estamos na parte de avaliação técnica e regulatória", afirmou. Sobre o interesse da Engie nos terminais de regaseificação da Petrobras, o executivo comentou que o setor possui uma "certa sinergia" com o "knowhow" da empresa, mas reiterou que a decisão sobre futuras aquisições dependerá dos avanços regulatórios. Na área de exploração e produção de gás, contudo, o movimento é contrário ao interesse da empresa na infraestrutura do gás. Questionado sobre o futuro da companhia na área, depois de arrematar dois blocos no Maranhão, em sociedade com a Parnaíba Gás Natural (PGN), na 13ª Rodada em 2015, Delfosse destacou que a Engie está desinvestindo e que o foco da empresa está, hoje, nos ativos do Norte da África e Europa. O grupo deve ficar

de fora das rodadas de blocos exploratórios do Brasil, em 2017. (Valor Econômico - 03.11.2016)

Consumo de gás natural cresce 10,3% em agosto

A Abegás informou que, no mês de agosto, o consumo de gás natural em todo o país foi de 61,99 milhões de metros cúbicos por dia, um crescimento de 10,3% em relação ao mês de julho, quando foram consumidos 56,18 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. A indústria retornou o movimento de recuperação observado durante um trimestre (abril/maio/junho), apresentando crescimento de 2,3% em agosto frente aos números de julho. Os dados integram o levantamento estatístico da Abegás, feito com concessionárias em 20 estados. Outro reflexo do resultado positivo do segmento industrial no mês de agosto são os dados de cogeração. O crescimento foi de 5,6% em agosto frente a julho. O consumo de gás natural para geração elétrica teve uma alta de 47% em relação a julho, puxado pelo aumento da demanda por energia elétrica na região Sudeste. “Acreditamos que o gás natural é estratégico para o crescimento do País e a Abegás vem mantendo diálogo permanente com todos os organismos governamentais e os agentes ligados ao mercado. Estamos empenhados em mostrar que a indústria do gás natural é um dos setores que podem colaborar para a atração de investimentos em infraestrutura no País e para a retomada da economia, o que com certeza estará refletido nas diretrizes do Governo Federal para o setor”, afirma o presidente executivo da Abegás. (Agência CanalEnergia - 04.11.2016)

ASPACER promoverá o 1º Fórum Brasileiro do Gás Natural

A ASPACER promoverá em sua sede, nos dias 05 e 06 de abril de 2017, o 1º Fórum Brasileiro do Gás Natural, com o tema “Novos Desafios para a Indústria do Gás. O evento apresentará as oportunidades e desafios para o desenvolvimento da cadeia de gás natural no Brasil, com temáticas voltadas para estudos de casos e propostas para os segmentos da indústria que utilizam o combustível de forma abundante. De fato o sistema regulatório e a política de comercialização do gás natural, sem dúvida, precisam ser revistos. Atualmente, além de ser responsável por 94% da produção de gás, a Petrobras compra o combustível de outros produtores, faz o processamento, transporta e vende o produto às distribuidoras. A estatal, que lidera a estruturação e o desenvolvimento da indústria de gás no país, também é responsável por toda a importação do combustível. Sob seu domínio, a participação do gás natural na matriz energética brasileira passou de 4% em 1999, para 13,5% em 2014, segundo dados da CNI. Para que haja preços e ações mais competitivas, se faz necessária uma política governamental com regras claras e previsíveis e que melhorem o ambiente de negócios. A modernização e o maior dinamismo da cadeia de produção e comercialização de gás natural são fundamentais para que o país cresça de forma sustentável e isso se reflita nas indústrias como um todo, gerando mais empregos. Nos últimos anos o preço do gás natural no Brasil aumentou 148% entre 2007 e 2016, quase o dobro da alta de 77% da inflação medida pelo IGP-M. No cenário internacional, a grande oferta de petróleo e gás tem gerado forte queda nas cotações

internacionais e os estudos apontam para uma permanência nesse patamar nos próximos anos. (G1 - 09.11.2016)

Confaz discute protocolo para viabilizar swap de gás

O Confaz está discutindo a elaboração de um protocolo para viabilizar as atividades de swap de gás natural no Brasil. Governos estaduais de todas as regiões do país estão buscando formas de adequar a cobrança do ICMS ao mercado de gás natural, de acordo com Paulo Valois Pires, sócio do escritório de advocacia LOB-SVMFA. Também conhecido como troca operacional, o swap foi autorizado pela Lei do Gás de 2009, mas até hoje não se concretizou no mercado brasileiro, devido, principalmente, à forma como o ICMS é cobrado. A atividade consiste na negociação de transporte de gás natural que não envolve seu fluxo físico, e sim a capacidade utilizada em gasodutos distintos. Contudo, como o imposto é vinculado ao transporte físico do gás, as operações ficam inviabilizadas. O primeiro ponto a ser resolvido pelos representantes do Confaz, portanto, é justamente esse casamento – considerado inadequado pelo mercado de gás natural – entre a cobrança do ICMS e o “caminho” percorrido pelo energético na rede de gasodutos. A ideia das Secretarias da Fazenda estaduais envolvidas na discussão é que a tributação se adeque à fluidez do gás natural, cujo fluxo contratual não precisa acompanhar o físico, dada sua homogeneidade em qualquer ponto da rede, segundo o advogado, que tem assessorado alguns dos representantes presentes no debate. A segunda questão que também deve ser resolvida com esse protocolo é a equalização do tributo. Hoje, a cobrança do ICMS é diferente para operações de transporte de gás que ocorrem dentro do estado e entre estados. Essa disparidade dificulta a troca operacional, que prevê um fluxo menos rígido entre as regiões. A tentativa de equalizar, ou compensar, a tributação interestadual também será essencial para viabilizar o swap, segundo Pires. (Agência Brasil Energia - 22.11.2016)

Térmicas movidas a combustível fóssil prejudicam abastecimento de água

Além de mais poluentes e emissoras de gases estufa, as termelétricas movidas a combustíveis fósseis, responsáveis por 23% da geração da energia elétrica no Brasil em 2015, causam grande impacto no abastecimento de água na região onde estão instaladas. Termelétricas que usam água em seu processo de resfriamento exigem, em alguns casos, volumes que correspondem ao abastecimento de municípios. Pecém 1, no Ceará, por exemplo, consome o equivalente a uma cidade de 200 mil habitantes, o que abasteceria o município de Rio Claro, no interior de São Paulo, ou Itaquera, bairro da zona leste da capital paulista. A localização dessas usinas costuma ser próxima a cidades e regiões industriais, por isso pode haver concorrência pela água para a geração de energia com o abastecimento da população ou irrigação. Esses são resultados de dois estudos lançados pelo IEMA, baseado em São Paulo. A ONG lançou uma plataforma on-line (usinas.energiaeambiente.org.br), que reúne informações das 88 térmicas movidas a fósseis, sendo 70 em operação e as demais em obras ou registradas na Aneel. Os estudos analisaram usinas acima de 100 MW de capacidade instalada, o que representa quase 80% da matriz de energia elétrica fóssil brasileira.

Cruzaram dados da Agência Nacional de Águas (ANA), do Ibama e do setor elétrico, entre outras fontes. O Iema foi fundado em 2006 para analisar a mobilidade urbana e a qualidade do ar. A ONG também analisa as emissões de gases estufa do setor elétrico e contribui na formulação de políticas públicas. (Valor Econômico – 24.11.2016)

Estudos do IEMA apontam preocupação com usinas localizadas no Nordeste

Os estudos do Iema indicaram que o cenário é mais preocupante no Nordeste – 90% das usinas estão localizadas em regiões críticas em recursos hídricos. As térmicas que utilizam motor a combustão não precisam ser resfriadas com água, mas esse não é o caso que prevalece no Nordeste. "As térmicas fósseis são a principal fonte de emissão de gases estufa no setor elétrico brasileiro", diz o pesquisador Gabriel de Freitas Viscondi. "Não faz sentido a expansão das térmicas a carvão no Brasil", diz Kamyla Borges, coordenadora da área de energia do Iema. "Algumas térmicas estão instaladas em regiões que não têm comitê de bacia. É preciso ter um sistema de governança mais forte para dar conta de administrar conflitos", diz a pesquisadora Aline Fernandes da Silva. Os pesquisadores do Iema compararam também os critérios ambientais, com foco em combustíveis fósseis, para financiamento de termelétricas pelo Berd. O Banco Mundial e o Berd têm uma estratégia institucionalizada para o setor de energia e voltada para a expansão das energias renováveis. O BNDES segue o planejamento elétrico do governo, diz Kamyla. "Apesar de, em comparação, a política do BNDES ser menos robusta que as outras duas instituições, é mais avançada que a legislação brasileira em vários casos", afirma ela. O BNDES anunciou que não financiará mais usinas a carvão e óleo combustível e aumentou a participação para usinas de energia solar. "Foi uma sinalização clara para o investidor. O banco mostrou avanço", diz Aline. (Valor Econômico – 24.11.2016)

São Paulo quer apresentar plano energético em junho de 2017

O CEPE de São Paulo, responsável por elaborar o PPE, realizou na última terça-feira, 22 de novembro, na sede da Secretaria de Energia e Mineração, mais uma reunião que visa estabelecer o novo PPE tendo o ano de 2030 como horizonte. O presidente do Cepe e secretário estadual de Energia e Mineração, João Carlos Meirelles, disse que a meta do Conselho é apresentar o novo Plano Paulista de Energia em junho do ano que vem. "Os seis comitês técnicos estão trabalhando desde abril e em mais seis meses poderemos apresentar o novo PPE". O principal tema do encontro foi o gás natural, insumo identificado como energia de base para a transição da matriz para as energias renováveis. O representante da secretaria no comitê técnico VI – Petróleo e Gás, Dirceu Abrahão, apresentou um panorama atual do potencial de produção de gás no Brasil e detalhou as potencialidades do insumo no Estado de São Paulo. O comitê técnico projetou para 2029 a expansão de gás canalizado no Estado de São Paulo, que prevê dobrar o número de municípios atendidos, passando dos atuais 143 para 285, o que compreenderia 44% das cidades paulistas, atendendo 5,2 milhões de clientes. Esse crescimento demandaria um investimento por parte das distribuidoras de R\$ 12,8 bilhões nos próximos anos. Com esses recursos a atual rede de

distribuição passaria dos atuais 16 mil quilômetros para 45 mil nos próximos 13 anos, atingindo o consumo de mais de 18 milhões de metros cúbicos de gás por dia no Estado. (Agência CanalEnergia – 24.11.2016)

Mercado de gás de São Paulo deve dobrar até 2030

São Paulo deve dobrar o número de municípios atendidos por rede de gás natural canalizado até 2030, passando de 143 para 285, o que corresponde a 44% das cidades paulistas, de acordo com o Conselho Estadual de Política Energética (CEPE), vinculado à Secretaria de Energia e Mineração de SP. A projeção do comitê técnico prevê que 5,2 milhões de unidades consumidoras tenham gasodutos à sua disposição ao final do período. O crescimento deve demandar R\$ 12,8 bilhões em investimentos por parte das distribuidoras nos próximos anos. Com esses recursos, a rede de distribuição de gasodutos passaria dos atuais 16 mil km para 45 mil km, transportando mais de 18 milhões de m³/dia de gás natural, segundo o CEPE. A ideia é que parte desse volume seja utilizado por novas termelétricas. São Paulo tem três UTEs a gás em operação e outras três previstas para serem construídas nos próximos anos, sendo duas na capital e outra em Lins. Os dados foram apresentados por Dirceu Abrahão, representante da Secretaria de Energia de SP no comitê técnico VI – Petróleo e Gás, em mais uma reunião do CEPE na última terça-feira (22/11). O objetivo dos encontros é estabelecer o novo Plano Paulista de Energia (PPE) do estado para o ano de 2030. Na ocasião, Abrahão destacou as dificuldades para que o plano seja colocado em prática. Entre os principais entraves estão a falta de previsibilidade tarifária, a continuidade das concessões para garantir os investimentos, regulação do gás natural comprimido e do GNL, além de aspectos regulatório, tributário e ambiental. (Agência Brasil Energia – 25.11.2016)

Energia elétrica pode ser veículo para dinamizar a indústria do gás

O mercado livre de energia vê se avizinhar a perspectiva de acessar um novo combustível que poderá auxiliar em sua expansão, o gás natural. Por meio da consulta pública Gás Para Crescer, cujas contribuições foram recebidas até 7 de novembro, a meta do governo é a de delinear as novas diretrizes do setor no país ante a redução de participação da Petrobras nesse setor. O programa busca estimular os investimentos para a criação da nova indústria do gás que, entre outros aspectos deverá procurar uma maior integração do gás no segmento de energia elétrica, e ainda, promover a atração e incentivos para a o segmento de exploração e produção. Segundo o secretário de Petróleo e Gás Natural, Márcio Felix, quando a proposta do Gás Para Crescer estiver pronta, a ideia do MME é levar a proposta à próxima reunião do CNPE que ocorrerá em 14 de dezembro para que o programa tenha uma base de sustentação mais ampla. “O governo quer fomentar o crescimento e atrair mais agentes para o setor. Hoje a Petrobras é praticamente o único agente nessa indústria”, comentou, durante o 8º Encontro Anual do Mercado Livre. Entre os temas que ele destacou na consulta pública está garantir o acesso de terceiros a infraestruturas essenciais. Além disso, citou um desafio que é o ICMS que deve ser trabalhado no âmbito do Confaz, grupo que reúne os secretários de fazenda de todos os estados do país. Isso se faz

necessário em decorrência da regulação que envolve os governos federais quando o tema é o setor elétrico e o estadual que fica com a distribuição de gás natural. Ao se equalizar esses temas, destacou ele, o gás terá um papel de transição no sentido de buscar uma economia de baixo carbono. (Agência CanalEnergia - 29.11.2016)

Secretário de Petróleo e Gás Natural afirma que térmicas a Gás devem expandir

“As térmicas a gás ainda deverão ficar por uma boa temporada e entrar na base para alcançar um modelo equilibrado já que temos as fontes intermitentes, principalmente a eólica com muito crescimento e a solar chegando agora e que tem sua variação natural”, afirmou Félix. O mercado nacional representa uma grande oportunidade de expansão, até porque o consumo médio na indústria é de 12 mil metros cúbicos ao dia e não temos um mercado livre pra a molécula. De acordo com o diretor de gás da Ecom Energia, Percival Amaral, é preciso viabilizar o mercado livre até mesmo para o GNL, pois, o Brasil não dispõe de todo o insumo necessário para seu consumo. “É inevitável essa necessidade, o Brasil sempre será um país importador de gás natural”, comentou. Há ainda outro ponto de atenção que é o descompasso entre o preço da energia e do gás. Em sua avaliação, pequenas áreas exploradoras poderiam receber atenção do governo para direcionar sua produção para usinas. Apesar das dificuldades, destacou que a perspectiva é positiva para o segmento. Outro executivo que ressaltou o potencial de crescimento da demanda é Walfrido Ávila, presidente da Tradener. Ele comparou o desempenho do Brasil com o da Argentina, um país muito menor em extensão territorial e em termos de população. A malha brasileira, apontou, é de cerca de 9 mil quilômetros enquanto o vizinho tem 15 mil km de extensão. A demanda nacional continuou Ávila, é de 99 mi de metros cúbicos ao dia enquanto por lá esse volume é de 125 mi de metros cúbicos. Um ponto marcante é a dúvida quanto à tributação do insumo. O executivo relatou um caso próprio. A Tradener é proprietária de um lote para a produção de gás natural e em uma oportunidade recorreu a uma autoridade estadual para esclarecer dúvidas como recolher o ICMS. “A resposta que obtivemos desse órgão foi: eu não sei”, revelou. (Agência CanalEnergia - 29.11.2016)

Bolívia exportará mais gás natural ao mercado brasileiro

Bolívia exportará, a partir de hoje, mais gás natural para o mercado brasileiro. A Estatal YPFB assinou um contrato de compra e venda de gás natural com a Empresa Produtora de Energia (EPE Ltda). No país vizinho, irá fornecer 2,24 milhões de metros cúbicos por dia (milhões de m³ / d). “O preço que está estamos fechando com a EPE é 15% maior que o preço da Enarsa. O preço da Enarsa é de US \$ 3,93 o milhar de BTU e este novo preço do contrato com a empresa privada brasileira é de US \$ 4,52. Isto representa mais receita para o Estado, para a YPFB, mas, principalmente, para as regiões que recebem royalties e IDH”, sublinhou o ministro de hidrocarbonetos e Energia, Luis Sanchez. Em 2015, a EPE Ltda manifestou interesse em comprar gás da YPFB para a operação da Central de Geração Mario Covas, cuja capacidade de geração de energia é de 480 MW. O

contrato assinado estabelece “a compra por EPE e a venda pela YPFB através de volumes de gás entregues em San Matias, de acordo com a disponibilidade de volumes excedentes”. O representante da EPE Ltda, Rodrigo Zuniga, disse que o Brasil tem plena confiança na YPFB e no governo no fornecimento de gás. O fornecimento de gás começará a partir de hoje e terá a duração de quatro anos, com uma receita anual de US\$ 140 milhões. (El Deber – Bolívia – 30.11.2016)

Bolívia: Governo adia para janeiro negociação com o Brasil para a venda de gás

O ministro de Hidrocarbonetos da Bolívia, Luis Alberto Sánchez, informou esta quarta que em meados de janeiro de 2017 negociará a venda de gás com autoridades do Brasil, executivos de Petróleo Brasileiro S.A (Petrobras) y empresas privadas. "Tudo aponta que o Brasil vai querer o mesmo volume que seja por Petrobras ou outras empresas privadas e a oportunidade que nós temos é vender a melhores preços", afirmou. Sánchez adicionou que o seu gabinete trabalha com a oferta e demanda de gás natural ante o interesse do Brasil de explorar as áreas San Telmo e Astillero em Tarija de forma conjunta com a estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB). "Hoje se há aberto o mercado do Brasil e Petrobras comprará o 50%, o 70% o el 100%. Ellos estão trabalhando na norma e qualquer uma é uma oportunidade para a Bolívia", insistiu. Brasil é um dos sócios comerciais da Bolívia e junto com Argentina se constituem no mercado principal para as exportações de gás. Nos últimos meses Palacio de Planalto se concentrou em um processo de ajustes normativos que prevê a abertura do mercado gasífero a empresas privadas, o que dará menor participação para a Petrobrás, mas mais abertura ao mercado. Nessa linha, YPFB e Empresa Produtora de Energia Elétrica (EPE) do Brasil assinaram nessa terça, na Cidade de La Paz, um contrato de exportação de gás natural para a termelétrica de Cuiabá, cuja compra gerará até 2019 uma receita para o país de \$us 556 milhões. (La Razón – Bolívia – 30.11)

Distribuidoras de gás terão de investir R\$ 12,8 bi em SP

As três distribuidoras de gás canalizado de São Paulo - Comgás, Gas Natural São Paulo Sul e Gas Brasileiro - terão de investir R\$ 12,8 bilhões até 2029, para atender aos compromissos de expansão das redes de distribuição. O plano estratégico foi apresentado pelo governo paulista, que vê potencial para dobrar o número de municípios atendidos e triplicar o número de consumidores até o fim da próxima década. Elaborado pelo CEPE, vinculado à Secretaria de Energia e Mineração de São Paulo, o plano de investimentos representaria um crescimento de 50% em relação aos R\$ 8,54 bilhões já investidos pelas concessionárias desde a privatização do setor, no fim da década de 1990. Com os investimentos previstos, a rede de gasodutos passaria dos atuais 16 mil quilômetros para 45 mil quilômetros e o número de municípios atendidos por rede de gás natural canalizado, no Estado, saltaria de 143 para 285. Isso corresponde a 44% das cidades paulistas. A expectativa do governo paulista é que 5,2 milhões de unidades consumidoras tenham gasodutos à sua disposição até 2029, frente aos 1,78 milhão de consumidores hoje conectados à rede no Estado. Os números

foram apresentados em meio às discussões em torno da revisão tarifária das três distribuidoras estaduais, na Arsesp. O processo de revisão vai fixar os investimentos obrigatórios das distribuidoras até 2019. (Valor Econômico – 02.12.2016)

Produção de gás natural cai 1,8% em outubro no Brasil, segundo ANP

A produção de petróleo e gás natural no Brasil no mês de outubro totalizou 3,306 milhões de barris de óleo equivalente por dia, segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. A produção de gás natural totalizou 108,5 milhões de metros cúbicos por dia, o que representa uma redução de 1,8% frente ao mês anterior e um aumento de 11,2% na comparação com outubro de 2015. Já a produção de petróleo foi de aproximadamente 2,624 milhões de barris por dia, uma redução de 1,8% na comparação com o mês anterior e aumento de 9% em relação ao mesmo mês em 2015. O aproveitamento de gás no mês alcançou 96,6%. A queima de gás em outubro foi de 3,7 milhões de metros cúbicos por dia, um aumento de 4,1% se comparada ao mês anterior e redução de 9,6% em relação ao mesmo mês em 2015. Já a produção do pré-sal, oriunda de 66 poços, foi de aproximadamente 1,145 milhão de barris de petróleo por dia e 44,4 milhões de metros cúbicos por dia de gás natural, totalizando aproximadamente 1,424 milhão de barris de óleo equivalente por dia, uma redução de 2,7% em relação ao mês anterior. A produção do pré-sal correspondeu a 43% do total produzido no Brasil. (Agência CanalEnergia – 02.12.2016)

Indústria de Minas Gerais adota gás natural

A Gasmig assinou na última quarta-feira (30/11) um contrato de fornecimento de gás natural com a multinacional Verallia Brasil, para atender à nova fábrica de embalagens de vidro em Jacutinga, na região sul de Minas Gerais. O acordo prevê a entrega de 48.000 m³/dia de gás a partir de 2018. Será preciso construir um gasoduto de 10 km de extensão para levar o energético até a região da fábrica, onde um novo distrito industrial está em formação. A Gasmig prevê investir R\$ 12 milhões no projeto. Além de atender à Verallia, o gasoduto abre espaço para a conexão de novas unidades consumidoras em Jacutinga, onde ainda não há rede de gás canalizado. “Poderemos ampliar o atendimento a clientes industriais e de outros segmentos, como residencial, comercial e veicular”, segundo o diretor Comercial da Gasmig, Sérgio da Luz. A Verallia está presente em 46 países, dos quais 14 com unidades produtoras. No Brasil, a empresa tem quatro plantas industriais, instaladas nas cidades de Campo Bom (RS), Estância (SE), Porto Ferreira (SP) e na capital paulista. No final de outubro, a Gasmig fechou contrato de fornecimento de gás natural com outra fábrica que está se instalando no estado. A OMPI do Brasil, produtora de embalagens farmacêuticas, receberá 2.000 m³/dia a partir do início de 2017, data prevista para a nova unidade industrial de Sete Lagoas entrar em operação. Como controladora da Gasmig, a distribuidora de energia Cemig anunciou em meados deste ano que planeja uma operação de capitalização da subsidiária para financiar plano de obras e ampliar o atendimento ao mercado de gás natural de Minas Gerais. A diretoria aprovou a contratação de assessoria financeira "visando desenvolver e propor um modelo

de negócios que viabilize a capitalização da sua controlada". (Agência Brasil Energia – 02.12.2016)

Reinjeção de gás supera volume importado da Bolívia

A reinjeção de gás natural aumentou 8% em setembro de 2016 na comparação com o mês anterior, somando 34,02 milhões de m³/dia, de acordo com levantamento do MME divulgado nesta terça-feira (6/12). O volume é superior à importação de gás natural boliviano, que foi de 30,44 milhões de m³/d no período. O percentual representa o volume de gás natural que foi produzido no mês, mas que, devido a dificuldades relacionadas ao escoamento ou à própria estratégia de negócios da empresa, foi redirecionado para os reservatórios. Os campos produtores que ficam na região marítima do estado do Rio de Janeiro tiveram o maior volume de gás reinjetado do país, totalizando 17,26 milhões de m³/d de gás natural em setembro – segundo maior do ano, atrás apenas de julho (18,45 milhões de m³/d). Para Sylvie D'Apote, sócia-diretora da consultoria Prysm ET&T, “esse aumento está ligado diretamente ao campo de Lula, no pré-sal. A estratégia [da Petrobras] é reinjetar gás natural para produzir mais petróleo, até porque esse é um campo relativamente novo, com limite de reinjeção ainda desconhecido”. Ainda segundo a consultora, a infraestrutura de escoamento, que poderia ser um gargalo no curto prazo, não chega a preocupar, afinal, não há demanda para um volume adicional de gás no mercado interno em momento de recessão econômica. A capacidade máxima do duto Rota 1, que conecta Lula e Mexilhão, ainda não foi atingida, e há volume disponível no Rota 2, que entrou em operação em fevereiro desse ano. “Conforme a produção de petróleo se encaminha para o máximo, há um aumento no volume de gás reinjetado. Mas Lula é um megacampo. No futuro, teremos novos poços e novas plataformas, e esse gás produzido deve chegar ao mercado brasileiro”, explicou. (Agência Brasil Energia – 06.12.2016)

Estado do Amazonas é o que mais reinjeta gás natural em terra

Em campos onshore, o estado do Amazonas é o que mais reinjeta gás natural, o que, nesse caso, é reflexo da falta de infraestrutura de escoamento na região. Foram 9,17 milhões de m³/d redirecionados a poços produtores no mês, alta de 5% frente a agosto. No acumulado de 2016, a média ficou em 8,4 milhões de m³/d de gás. A oferta total de gás natural ao mercado brasileiro subiu 2,6% em setembro, totalizando 86,4 milhões de m³/d. Apesar do recorde de produção nacional, que atingiu 110,4 milhões de m³/d no período, o volume adicional veio principalmente do Gasbol, que transporta o gás importado da Bolívia. Houve também redução da queima de gás natural em 0,4 milhão de m³/d, cujo percentual em relação à produção caiu para 3,2% – o que representa um recorde histórico de aproveitamento do gás produzido no país. (Agência Brasil Energia – 06.12.2016)

Consumo de gás natural cai 20% em setembro ante igual período de 2015

O consumo de gás natural no Brasil em setembro alcançou 62,99 milhões de metros cúbicos diário, com queda de 19,9% em relação a igual período do ano passado, de acordo com dados divulgados nesta quinta-feira pela Abegás. Segundo a entidade, a retração foi motivada pela desaceleração da indústria e o desligamento de térmicas no período. Com relação a agosto deste ano, o consumo em setembro cresceu 1,6%. Segundo a Abegás, este resultado foi impulsionado pelo aumento da demanda por energia elétrica no Sudeste e Nordeste. O consumo de gás pelas térmicas cresceu 9,7% na comparação entre os dois meses, passando de 18,3 milhões de metros cúbicos por dia para 20 milhões de metros cúbicos diários. Ainda na comparação com o mês anterior, o consumo de gás natural pelo setor industrial recuou 1,8%, reflexo da estagnação da economia brasileira, afirmou a associação. De acordo com o presidente executivo da Abegás, Augusto Salomon, a adoção de mudanças que estimulem o setor, em estudo pelo Ministério de Minas e Energia, é estratégica para a atração de novos agentes e investidores na cadeia produtiva. (Valor Econômico – 08.12.2016)

Consumo de gás natural cresce 1,65% em setembro

A Abegás informou que, no mês de setembro, o consumo de gás natural em todo o país foi de 62,99 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, um crescimento de 1,6% frente aos números do mês de agosto, quando foram consumidos 62 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. Na comparação com os dados de setembro de 2015, a queda foi de 19,9%, em virtude da desaceleração da indústria e desligamento do número de térmicas no período. A geração elétrica entre agosto e setembro teve um impulso de 9,7%, saindo de 18,3 para 20 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia. Já no segmento industrial o recuo em setembro foi de 1,8% em relação a agosto e de 9,3% na comparação com o mesmo período de 2015, reflexo da estagnação da economia brasileira. Os dados fazem parte do levantamento estatístico da Abegás, feito com concessionárias em 20 estados. Já na cogeração, o crescimento foi de 2,5% ante o mês de agosto, enquanto no acumulado do ano a retração é de 1,2%, consequência da desaceleração do segmento industrial no período. "Estamos em um importante momento de transição no setor de gás natural. O MME vem discutindo com o setor a elaboração das novas diretrizes e a Abegás apresentou recentemente as suas propostas para o Programa 'Gás para Crescer'. No nosso entendimento, a adoção de mudanças que estimulem o setor é estratégica para a atração de novos agentes e investidores nessa cadeia produtiva, criando condições para a retomada da atividade econômica e a geração de empregos e renda", afirma o presidente executivo da Abegás, Augusto Salomon. (Agência CanalEnergia – 13.12.2016)

CNPE aprova diretrizes da nova política do gás natural

O CNPE aprovou as diretrizes para a constituição do novo mercado do gás natural no país. A resolução é parte de uma série de medidas na área de petróleo e gás, anunciadas pelo CNPE após reunião de 14 de dezembro. A nova política do gás passou por processo de consulta pública, para receber sugestões de aperfeiçoamento à proposta do MME. Ela está inserida dentro da iniciativa

batizada pelo governo de Gás para Crescer. As diretrizes contemplam maior transparência e redução de custos de transação; estímulo à concorrência e à formação do mercado de curto prazo; garantia de acesso de terceiros a gasodutos, unidades de processamento de gás e a terminais de regaseificação; mudanças na tributação do gás natural; harmonização entre normas federais e estaduais e integração entre os setores de gás e de energia elétrica. As mudanças no setor serão propostas pelo Comitê Técnico para o Desenvolvimento do Gás Natural, que terá 120 dias para elaborar as medidas de aprimoramento do marco legal que serão enviadas ao CN. O comitê terá a participação de representantes de órgãos do governo federal, associações do setor, empresários, sociedade civil e universidades. (Agência CanalEnergia - 14.12.2016)

CNPE discute petróleo e gás e modelo de formação de preços de energia

O CNPE está reunido no MME para discutir uma extensa agenda, que inclui decisões na área de petróleo e gás sobre os leilões do ano que vem, unitização de áreas de exploração e produção, conteúdo local e preço mínimo do barril, que influencia a apuração dos valores de royalties. Entre os assuntos do setor elétrico estão a apresentação da proposta do modelo de governança de preços, um dos temas que o MME submeteu à audiência pública no segundo semestre desse ano, e questões relativas às obras de Angra 3. Questionado sobre a proposta dos comercializadores de energia de rediscutir em 2017 os valores mínimo e máximo do Preço de Liquidação das Diferenças, Paulo Pedrosa, secretário executivo do MME esclareceu que há uma agenda intensa, e um ponto muito importante no qual o governo tem trabalhado é para que os preços correspondam à realidade. Para o secretário, o esforço é para recuperar e fortalecer o modelo de formação de preços. Pedrosa destacou ainda que o governo tem uma visão muito forte em relação ao desenvolvimento da indústria de óleo e gás no país. Ele lembrou que, apesar de a economia brasileira ainda não ter iniciado o processo de recuperação, se o Brasil for competitivo em relação aos países que disputam investimentos nessa área, os investimentos virão. “A indústria de óleo e gás é um elemento importante na recuperação da economia brasileira e depende da nossa competitividade relativa.” Em sua segunda reunião do ano, o CNPE empossou como representantes da Academia e da sociedade civil no conselho o ex-reitor da Unb Ivan Camargo e o economista Plínio Nastari, ligado ao setor sucroenergético. Camargo e Nastari foram nomeados em portaria do MME de 17 de novembro para as duas vagas, que estavam sem representação nos últimos anos. O CNPE é composto pelo MME, Casa Civil e ministérios da Fazenda, do Planejamento, Meio Ambiente, Ciência Tecnologia e Comunicações e Indústria e Comércio, além da Empresa de Pesquisa Energética e do Fórum dos Secretários Estaduais de Energia. Participam também como convidados as agências reguladoras de Petróleo e de Energia Elétrica e o ONS. (Agência CanalEnergia - 14.12.2016)

Produção de gás natural cresce 3,8% em novembro, informa Petrobras

A Petrobras informou que, em novembro, a produção de gás natural no país, excluído o volume liquefeito, foi de 80,5 milhões m³/dia, 3,8% superior ao mês

anterior devido ao melhor desempenho operacional das plataformas do Parque das Baleias e do FPSO Cidade Saquarema, além do retorno à operação do FPSO Cidade de Santos, após a parada programada. A produção média de gás natural no exterior, excluído o volume liquefeito, foi de 9,1 milhões m³/dia, 5,3% inferior ao mês anterior, devido, principalmente, à parada para manutenção na plataforma de Hadrian South/Lucius. A produção total de petróleo e gás natural, em novembro, foi de 2,86 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), sendo 2,74 milhões boed produzidos no Brasil e 120 mil boed no exterior. A produção média de petróleo no país foi de 2,23 milhões de barris por dia (bpd), um crescimento de 2% em relação a outubro. Esse resultado se deve, principalmente, ao melhor desempenho operacional das plataformas que operam no complexo denominado Parque das Baleias e do FPSO Cidade Saquarema, instalado no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos. Outro fator positivo foi o início de operação de um novo poço conectado ao FPSO Cidade Maricá, também em Lula. (Agência CanalEnergia – 15.12.2016)

Gás natural da União deverá priorizar consumo nacional

O gás natural da União deverá ser prioritariamente destinado ao abastecimento nacional. A regra faz parte da resolução que estabelece a política federal de comercialização de petróleo e gás natural, que foi aprovada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) em reunião da última quarta-feira (14/12). A resolução reúne diretrizes de caráter transitório, com vigência de até 36 meses, e prevê ainda a elaboração, por parte do governo, de um modelo de longo prazo que considere as questões operacionais envolvidas, mas também aquelas consideradas estratégicas para o interesse nacional, de acordo com o MME. O conselho também definiu que sejam realizados, sempre que possível, leilões de curto prazo para a venda de gás natural no mercado nacional. A comercialização seria realizada por um agente comercializador a ser contratado pela PPSA, empresa estatal criada para representar o governo nos contratos de partilha da produção. Outras diretrizes incluem maximização do resultado econômico; preferência para comercialização em cargas combinadas; e minimização dos riscos da União. A resolução também define que os depósitos das receitas sejam feitos na conta única do Tesouro Nacional, além de estabelecer direitos e obrigações da PPSA. O conteúdo integral da resolução será divulgado após a apreciação do presidente Michel Temer, cuja data não é conhecida. A 33ª Reunião do CNPE foi presidida pelo ministro Fernando Bezerra Coelho Filho, em Brasília (DF). (Agência Brasil Energia – 15.12.2016)

Consumo de gás natural recua 14,2% em outubro na comparação anual

O consumo de gás natural em outubro cresceu 3,3% em relação a setembro, para 65,07 milhões de metros cúbicos, mas representou queda de 14,2% na comparação com outubro de 2015, segundo números divulgados hoje pela Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás). As maiores baixas de consumo foram registradas nos segmentos industrial e de geração de energia elétrica. Em nota, o presidente da Abegás, Augusto Salomon, destacou que a desaceleração econômica do país continua afetando o consumo

de gás em segmentos mais sensíveis ao cenário. O segmento industrial seguiu com a trajetória de queda no consumo de gás natural. Na comparação com setembro, houve retração de 0,98%. Na comparação anual, a queda foi de 10,2%. No mercado residencial, o consumo subiu 1,7% ante o mês anterior e teve aumento de 30,5% em relação a outubro de 2015. No segmento comercial, também houve alta, de 1,3% e 6,4%, respectivamente. Segundo a Abegás, isso indica que a economia e a praticidade do gás natural seguem atraindo mais consumidores. O consumo de gás natural veicular (GNV) teve ligeira alta de 0,5% na base mensal e de 5,3% na base anual. Já a cogeração teve alta de 5,4% em outubro e queda de 4% na comparação com o mesmo intervalo do ano anterior. Na geração de energia elétrica, houve a maior queda de consumo, Ante setembro, foi de 4%. Na comparação com outubro do ano passado, a retração foi de 43,7%. (Valor Econômico – 19.12.2016)

Gasoduto de 300 km na Bahia será licitado em 2017

A Bahiagás programa para o início de 2017 a abertura da licitação para a construção da primeira etapa do Gás Sudoeste, gasoduto de distribuição de gás natural que, quando concluído, será o segundo maior do Brasil, com 300 km de extensão. O custo total do empreendimento, incluindo o valor do projeto de engenharia, deve chegar a R\$ 504,5 milhões. O gasoduto vai conectar os municípios de Ipiaú e Brumado, passando ainda por Jequié, Maracás e outras cidades da região sudoeste do estado. No total, 15 municípios baianos e 800 mil habitantes poderão receber gás natural canalizado por meio do Gás Sudoeste, segundo a concessionária do estado. A primeira etapa constitui o trecho que começa na fronteira das cidades de Ipiaú e Itagibá e vai até Jequié, a um custo de R\$ 117,5 milhões. Em seguida, as obras vão até Maracás, o que, segundo os cálculos da distribuidora, deve demandar R\$ 112,3 milhões em investimentos. O último trecho será o mais caro, de R\$ 274,5 milhões, ligando Maracás até o destino final, Brumado. Segundo a Bahiagás, todos editais e licitações serão lançados nesse ano, mas nenhum dos três trechos do gasoduto deve entrar em operação até o final de 2017. “A Bahiagás está em franca expansão e dispõe, no seu planejamento plurianual, de grandes projetos para ampliar sua atuação. O próximo ano será muito importante para marcar o lançamento e início de todas as etapas [de obras do Gás Sudoeste]”, afirmou. (Brasil Energia – 23.12.2016)

Produção de gás tem alta de 2,4% em novembro

A produção de gás natural totalizou 111,1 milhões de m³/dia no Brasil em novembro de 2016, o que representa um aumento de 18% na comparação com o mesmo mês do ano passado e de 2,4% frente a outubro desse ano, de acordo com dados da ANP. O volume é superior ao último recorde registrado no país, em setembro de 2016, quando foram produzidos 110,4 milhões de m³/d de gás. O campo de Lula, na Bacia de Santos, foi o maior produtor do período, somando 29,2 milhões de m³/d de gás natural. A reinjeção de gás natural tem crescido no mesmo ritmo da produção e, em novembro, atingiu 26,8 milhões de m³/d. Em outras palavras, a reinjeção representa hoje quase um quarto do volume total de gás natural produzido no país. Ao contrário do que foi observado em meses

anteriores, a queima de gás natural também cresceu em novembro. Segundo a agência, foram queimados 3,8 milhões de m³/d de gás no período, volume 15,5% superior ao registrado no mesmo mês ano passado e 2,9% na comparação mensal. (Brasil Energia – 29.12.2016)

Mais de R\$ 80 milhões para distribuição de gás no Sul

A região Sul do país receberá mais de R\$ 80 milhões em investimentos na distribuição de gás natural canalizado em 2017, de acordo com levantamento da Brasil Energia. Juntas, as concessionárias Compagas (PR), SCGÁS (SC) e Sulgás (RS) devem destinar R\$ 84,4 milhões a projetos de ampliação da rede de gasodutos, captação de novos clientes e operação e manutenção. Alguns projetos, como o gasoduto Serra Catarinense da SCGÁS, já foram iniciados. Em 2017, a distribuidora pretende construir o trecho entre os municípios de Rio do Sul e Trombudo Central, com 12 km de extensão. O custo previsto é de R\$ 17 milhões. Outros serão iniciados do zero, como o Estruturante Lages, projeto de rede isolada. O empreendimento da SCGÁS compreende a instalação de 16 km de gasodutos dentro da cidade de Lages, que será atendida por meio de gás natural comprido (GNC) ou gás natural liquefeito (GNL) até que a malha de distribuição chegue ao município. A concessionária deve investir R\$ 5,6 milhões no projeto. No caso da Compagas, que atende ao consumo do Paraná, a previsão é investir R\$ 25 milhões em vários pequenos projetos de ampliação da rede canalizada. O objetivo da distribuidora é chegar ao final do próximo ano com 815 km de gasodutos em operação, o que inclui a rede já existente no estado. Para o Rio Grande do Sul, a meta é fortalecer o atendimento em mercados que já fazem parte do portfólio da Sulgás. Serão destinados R\$ 30,8 milhões à implantação de novos gasodutos, que devem totalizar 54 km de extensão. Os mercados prioritários serão Porto Alegre, Caxias do Sul, São Leopoldo e Canoas, de acordo com a Sulgás. (Brasil Energia – 30.12.2016)

II. Tecnologia

Comgás testa GNV “delivery”

Dono da primeira residência da América do Sul certificada com selo Leadership in Energy and Environmental Design (LEED), o engenheiro João Barassal também tornou-se pioneiro no uso de um sistema de abastecimento de GNV que lhe permite encher o cilindro do seu veículo convertido sem precisar sair de casa. Com base em conceito já testado em países europeus, a Comgás instalou na propriedade do seu cliente, na capital paulista, um dispenser que pode ser manuseado sem necessidade de treinamento mais complexo. O processo de abastecimento pode ser feito durante a noite, já que, por conta da rede de baixa pressão, a operação é mais demorada do que num posto de rua dotado de compressores de alta capacidade. A Comgás, que acertou parceria com a empresa Smart Eco House, responsável pelo projeto de sustentabilidade da residência, aproveitou a iniciativa para fazer um estudo de caso, segundo informa o gerente de Marketing na área Industrial e Transporte, Ricardo Vallejo. A experiência vai permitir observar o comportamento do equipamento (produzido na Itália pela BRC), a praticidade e aplicabilidade para o segmento. A ideia, caso necessário, é também contribuir para a criação de normas e certificação para que o produto possa ser aplicado no futuro de acordo com a legislação brasileira. (Agência Brasil Energia - 28.01.2016)

Termelétrica Porto das Águas coloca 45 MW em testes

A termelétrica Porto das Águas (160 MW) colocou em testes 45 MW a partir de uma unidade geradora, movida a bagaço de cana-de-açúcar. A usina possui ainda outra turbina de mesma capacidade que aguarda a liberação para testes. O projeto é da Cerradinho Bioenergia e está em Chapadão do Céu, Goiás. A termelétrica já possui 70 MW em operação desde 2011. A ampliação para os 160 MW deve ser finalizada em junho. (Agência Brasil Energia - 23.02.2016)

Simulador reproduz ciclo completo de operação de térmicas a gás

A EDF Norte Fluminense, termelétrica localizada em Macaé (RJ) controlada pelo grupo francês, concluiu um programa de apoio para usinas termelétricas, dentro do programa de P&D da Aneel. O simulador dinâmico de usinas termelétricas de ciclo Combinado - full scope - tem como objetivo reproduzir fielmente o ciclo completo de operação de uma térmica está sendo utilizado para o treinamento de operadores. O projeto contou com a participação da empresa GT2 Energia. De acordo com a EDF Norte Fluminense, o termo full scope significa que o simulador é capaz de representar o comportamento de todos os equipamentos utilizados no processo de geração, desde a entrada do gás, até os transformadores da subestação, incluindo grandes equipamentos, como turbinas a gás e a vapor, condensador, caldeiras de recuperação de calor, além de componentes de menor porte, como válvulas e pequenas bombas. Fica de fora do simulador apenas o processo de tratamento de água. O sistema pode ser utilizado no treinamento de operadores de outras termelétricas a gás, sendo compatível com

empreendimentos de ciclo combinado e de ciclo aberto. "Essa ferramenta é capaz de reproduzir os fenômenos transitórios pelos quais passam os equipamentos durante manobras para alteração de carga, partida e parada, auxiliando na identificação dos agentes causadores de falhas e na formulação de procedimentos de manutenção que venham a minimizar o tempo de parada de uma usina", disse a EDF Norte Fluminense. (Agência Brasil Energia - 11.03.2016)

Expansão da térmica Porto das Águas (GO) entra em operação

A termelétrica Porto das Águas (160 MW) colocou em operação 45 MW a partir de uma unidade geradora, parte de um projeto de expansão da usina. O projeto contempla ainda outra turbina de mesma capacidade que aguarda a liberação para testes. O projeto é da Cerradinho Bioenergia e está em Chapadão do Céu, Goiás. A termelétrica é movida a bagaço de cana-de-açúcar e já possui 70 MW em operação desde 2011. A ampliação para os 160 MW deve ser finalizada em junho. Além da termelétrica, entrou em operação comercial também a sétima unidade geradora da eólica Verace 34 (14,32 MW), em Santa Vitória do Palmar, Rio Grande do Sul. O aero gerador possui 1,79 MW e estava em testes desde outubro de 2015. A usina tem oito unidades no total e está prevista para entrar em plena operação em março. O parque foi arrematado pela Eletrosul no leilão A-3, de novembro de 2013, e começou a ser construído em 2014. O ponto de conexão fica na SE Santa Vitória do Palmar (525 kV). (Agência Brasil Energia - 01.03.2016)

Usinas da Amazonas Energia vão receber novos equipamentos nesta semana

Além de Parintins, outras usinas da Amazonas Energia vão receber novos equipamentos nesta semana. Em Maués, dois grupos geradores com 1 MW de capacidade cada vão substituir unidades que já estão com sobre-tempo de uso. Na cidade de Eirunepé, a previsão da Eletrobras é que em 15 dias desembarquem dois grupos geradores (1 MW cada), também para substituição na UTE local. Com o mesmo objetivo, o município de São Gabriel da Cachoeira receberá duas unidades do mesmo porte na próxima quinta-feira (17/3). (Agência Brasil Energia - 15.03.2016)

USP e Imperial College oferecem bolsas de doutorado em gás natural

Uma parceria da USP com o Imperial College de Londres e a BG Brasil oferece cinco bolsas, duas de doutorado e três de pós-doutorado, para atuar em projetos de pesquisa de gás natural no Centro de Pesquisa para Inovação em Gás Natural (RCGI), sediado na USP. Os pesquisadores selecionados poderão realizar parte do curso, ou todo ele, no Imperial College. As inscrições estão abertas até 30 de abril. Os projetos são "Otimização da cadeia de abastecimento de gás natural tendo em conta os custos do ciclo de vida e os impactos ambientais"; "Caracterização geológica e litológica para armazenamento de CO₂ em cavernas de sal da bacia de Santos"; "Modelagem de funções sustentáveis para tecnologia de gás na indústria, no transporte e em aplicações na construção"; "Otimização de fluxo de campo de células a combustível de óxido sólido com uso de métodos

numéricos” e “Sistema híbrido solar-gás para reforma catalítica de gás natural”. Até o final do programa, serão oferecidas 25 bolsas de estudo com co-orientação de um docente da USP, sendo quatro de dupla titulação de doutorado, cinco de pós-doutorado, oito de doutorado integral no Imperial College e oito de doutorado "sanduíche" também em Londres. “As bolsas serão oferecidas ao longo de 72 meses, seis por ano, que começamos a contar a partir de dezembro de 2014”, explicou o diretor acadêmico do RCGI, Julio Meneghini, também professor titular da Poli-USP. Segundo o acadêmico, hoje, um aluno da Poli-USP já é bolsista do programa e está fazendo a dupla titulação na Inglaterra. Os candidatos interessados devem entrar no site do RCGI e clicar na aba "oportunidades" para realizar a inscrição. Atualmente, o centro de pesquisa tem 28 projetos em andamento. Além das bolsas ofertadas pelo convênio entre USP, Imperial College e BG, há ainda 40 bolsas de iniciação científica da Fapesp e quatro de doutorado, oferecidas pela BG, no RCGI. Dentre as 40 bolsas de iniciação científica, de 12 meses cada, quatro podem ser cursadas no exterior. Já com relação às quatro vagas de doutorado, de quatro anos, uma pode ser feita fora do país. (Agência Brasil Energia - 31.03.2016)

BNDES financia projeto que reduz emissão de térmicas

O BNDES apoiará o desenvolvimento de uma tecnologia para reduzir a emissão de gases de efeito estufa das termelétricas. O processo inovador, já provado em laboratório, permitirá a quebra de gases de exaustão em usinas e será testado em escala industrial com a instalação de um dispositivo na chaminé da termelétrica da Companhia Siderúrgica do Atlântico (CSA), no Rio de Janeiro. Os recursos do BNDES, R\$ 8,2 mi, aprovados no âmbito do Fundo Tecnológico na modalidade não reembolsável, serão geridos pela Fundação de Desenvolvimento da Universidade Estadual de Campinas (Funcamp), vinculada à Unicamp, responsável pela execução técnica do projeto. O projeto contará, ainda, com recursos (cerca de 14% do total a ser financiado) da ThyssenKrupp Companhia Siderúrgica do Atlântico, e terá a participação da Microondas Desenvolvimento de Tecnologias de Energia e Meio Ambiente (Innovatus), empresa incubadora da Unicamp. O projeto prevê a instalação, na chaminé, de um dispositivo formado por uma cerâmica com propriedades especiais, capaz de quebrar as moléculas de gases poluentes, separando-as em elementos inertes, por meio do aquecimento com microondas até em torno de 1500° C. Tal processo elimina a produção de gases que causam o efeito estufa, como gás carbônico, óxidos nítricos e óxidos de enxofre. As moléculas de gases serão quebradas após permanecerem por dois segundos na cerâmica superaquecida. O apoio ao projeto reitera a prioridade do desenvolvimento sustentável para o BNDES. A nova tecnologia representa uma alternativa para solucionar de forma eficaz a emissão de gases de efeitos estufa em termelétricas e, se confirmada sua eficácia, pode ser replicada e adaptada para usinas espalhadas pelo país. (Agência CanalEnergia - 27.04.2016)

Thyssen no Brasil centraliza divisão de equipamentos

Com um portfólio de negócios no Brasil que vai da produção de aço à fabricação de componentes automotivos, passando por escadas rolantes e elevadores, o

conglomerado alemão ThyssenKrupp está colocando a área de equipamentos e tecnologia industriais debaixo de um mesmo guarda-chuva. As atividades passam a ser comandadas pela ThyssenKrupp Industrial Solutions. A empresa vai abrigar os negócios que estavam espalhados em quatro áreas industriais - cimento, mineração, linhas de montagem automotiva e processos/química. O objetivo é que, consolidada, essa divisão ganhe mais dinamismo e tenha no país a mesma participação dentro do grupo - 13% do volume total de vendas - que tem globalmente. No Brasil, no ano fiscal encerrado em 30 de setembro de 2015, a ThyssenKrupp teve receita líquida de R\$ 9,9 bi. Foi puxada, em grande parte - cerca de 60% -, pela divisão siderúrgica. A Industrial Solutions foi entregue ao comando do engenheiro elétrico Paulo Alvarenga, que está no grupo há quatro anos. Oriundo da também alemã Siemens, Alvarenga ocupava o cargo de vice-presidente de desenvolvimento de negócios da ThyssenKrupp na América do Sul. "Nossa meta é fortalecer a atuação em setores nos quais estamos presentes há mais de 40 anos no país, como mineração e cimento, e ganhar maior participação em novos mercados, disse o executivo em entrevista ao Valor. O plano é se posicionar como um dos maiores fornecedores de engenharia e projetos industriais. A Industrial Solutions, que herda operações e pessoal de negócios tradicionais, nasce com 400 funcionários. "Temos uma meta de dobrar o faturamento em quatro anos", disse Alvarenga, sem abrir a receita obtida no país. Segundo o grupo, na América do Sul essa divisão atingiu mais de € 500 mi (mais de R\$ 1,7 bi) no ano fiscal 2014/2015. O montante equivale a 8% das vendas globais do conglomerado nessa área de negócios, que foram de € 6 bi. (Valor Econômico - 10.05.2016)

Eldorado substitui óleo por gás natural em fábrica no MS

A Eldorado Brasil fechou um contrato de compra de gás natural com a MSGás, distribuidora de Mato Grosso do Sul, para substituir o óleo utilizado na fábrica de celulose instalada em Três Lagoas (MS). O acordo prevê a entrega de 140 mil m³/dia e tem duração de 150 meses, o que representa mais de dez anos de consumo de gás natural. Para que o combustível chegue até a fábrica da Eldorado, a MSGás investiu R\$ 58 mi na construção de ramal exclusivo, com 40 km de extensão, denominado Dr. Issam Fares. Segundo Reinaldo Azambuja, governador do estado, a obra faz parte da política de desenvolvimento de Mato Grosso do Sul voltada à atração de novos empreendimentos. O projeto da Eldorado indica que, em apenas três meses, a substituição de óleo por gás natural no forno de cal da fábrica vai trazer redução de custos. "A iniciativa também vai trazer à companhia maior flexibilidade e competitividade em suas operações", de acordo com o presidente da Eldorado, José Carlos Grubisich. No último leilão A-5, realizado em abril deste ano, a Eldorado contratou a UTE Onça Pintada, de 50 MW, movida à biomassa. Com R\$ 300 mi em investimentos, a produtora de celulose vai utilizar resíduos de madeira provenientes do eucalipto para gerar energia. As obras devem começar em 2018. Enquanto isso, a Eldorado busca financiamento para a UTE. (Agência Brasil Energia - 16.05.2016)

Comgás recompensa ideias inovadoras

Um aplicativo de celular e um sistema híbrido de aquecimento de água foram eleitos, entre dez finalistas, para receber o Prêmio Comgás de Inovação, lançado em outubro de 2015, de um total de 119 ideias concorrentes. A cerimônia aconteceu nesta sexta-feira (3/6), em São Paulo, com a presença do secretário de Energia, José Carlos Meirelles, e do presidente do Grupo Cosan, controlador da Comgás, Rubens Ometto, e distribuiu R\$ 26 mil aos vencedores. Os contemplados nas categorias “Estudante” e “Público em Geral” receberam cheques de R\$ 12 mil cada um, das mãos dos executivos da concessionária. Pesaram na análise, entre outros critérios, aplicabilidade, caráter inovador e sustentabilidade. Iran Marianno e Sandra Cordeiro, na categoria “Público em Geral” desenvolveram o “APP para Rede Externa e Ramais”, que permite acesso, em trabalho de campo, a um sistema de localização da rede Comgás com informações precisas sobre profundidade da tubulação, pressão, entre outros dados. Já Renan Patrício, 14 anos, de Taubaté, na categoria “Estudante”, saiu vencedor com o projeto “Sistema Racional de Aquecimento de Água”. Ele propôs o uso híbrido de eletricidade e gás natural para aquecimento da água de banho, reduzindo assim o tempo necessário para se atingir a temperatura ideal, bem como o consumo de ambos os energéticos. Os finalistas tiveram orientações para aprofundamento e aprimoramento das ideias, bem como para produção de vídeo de apresentação dos projetos. A seleção dos vencedores compreendeu votação dos próprios finalistas, além dos funcionários da Comgás e de uma banca de especialistas composta por representantes da Arsesp, Secretaria de Energia e Mineração do Estado de São Paulo, entre outros participantes. (Agência Brasil Energia – 03.06.2016)

GE e Technip desenvolverão soluções digitais para projetos de GNL

A GE e a Technip assinaram um memorando de entendimento para desenvolver soluções digitais destinadas à engenharia, construção, comissionamento, operação e manutenção de projetos de GNL. As companhias pretendem desenvolver tecnologias que aumentem a produtividade e a confiança dos empreendimentos. Enquanto a GE vai colaborar com as soluções de equipamentos, a Technip trará a experiência no EPC de projetos de GNL. O objetivo é buscar soluções que utilizem a experiência em ferramentas digitais de ambas as companhias, com a utilização do sistema operacional em nuvem Predix, desenvolvido pela GE. De acordo com Matthias Heilmann, Chief Digital Officer da GE Oil & Gas, a digitalização das fases de projeto e construção dos projetos abrirá novas oportunidades para o setor. “Expandir o digital para as fases de planejamento permitirá aos operadores otimizar máquinas, instalações e operações desde o começo, o que aumenta a velocidade da execução e encurta o tempo de entrega”, explicou Heilmann. A Technip lembrou que o GNL tem espaço para crescer no setor de óleo e gás, com a previsão de que a comercialização global do energético dobre até 2035. “Na era do FNLG, entramos nesta parceria com o mesmo espírito pioneiro que nos inspirou a construir a primeira planta de GNL há 50 anos”, afirmou Nello Uccelletti, presidente das divisões onshore e offshore da Technip. No mês passado, a Technip anunciou sua fusão com a FMC Technologies. A nova companhia, que se chamará TechnipFMC, terá valor de mercado estimado em US\$ 13 bi e um portfólio com

soluções para os segmentos submarino, de superfície, onshore e offshore. (Agência Brasil Energia – 14.06.2016)

Turbina da termelétrica de Santa Cruz passa por revisão

A turbina 11 da termelétrica de Santa Cruz está passando por revisão anual. Projetada para operar com gás natural e óleo diesel, a unidade atingiu 28 mil horas equivalentes de operação e nesta revisão, segundo Furnas, proprietária da usina, serão trocadas as câmaras de combustão, os queimadores, as peças de transição e quatro estágios. As divisões de Manutenção Eletromecânica, Eletroeletrônica e de Operação também realizam manutenções e testes diversos nos equipamentos e sistemas auxiliares durante a revisão da turbina. Segundo a gerência de Santa Cruz, esta revisão é de fundamental importância para que a mesma restabeleça o seu desempenho, ao mesmo tempo em que aumenta sua confiabilidade operacional. As unidades geradoras 11 e 12 entraram em operação comercial em dezembro de 2004 e abril de 2010, respectivamente. Desde então, já passaram por diversas revisões. Elas possuem capacidade instalada de 175 MW cada, operando com gás natural, totalizando 350 MW. A partir de outubro de 2012, a usina passou a utilizar de forma contínua o gás natural como combustível. No ano passado, as turbinas geraram mais de 2,6 milhões de MWh, segundo Furnas, com disponibilidade média de 95%. (Agência CanalEnergia – 15.06.2016)

ABB quer conquistar até 30% do mercado solar

A ABB está otimista com o avanço do mercado solar fotovoltaico. A companhia vê no país um dos mais promissores potenciais de crescimento na fonte ao ponto de indicar que até 2020 deverá ficar entre os 10 maiores do mundo. E a meta da empresa é ambiciosa, estabeleceu alcançar uma fatia de mercado entre 25% e 30% tanto para a geração distribuída quanto para a geração centralizada. De acordo com o líder da área de iniciativa solar da ABB, Bruno Monteiro, outro segmento que a empresa atua para atender o setor solar é o da conexão. Especificamente para a geração solar, explicou Monteiro, a empresa atua como fornecedora de equipamentos. Vai desde o inversor até a proteção de sistemas. Essa parcela de uma planta solar representa cerca de 25% do investimento e que hoje, no caso da ABB apresenta 60% de nacionalização e já pode ser financiado pelo Finame do BNDES. Esse otimismo da empresa está amparado tanto no avanço da geração centralizada como na distribuída. E ele conta que na centralizada o momento pelo qual o Brasil passa assemelha-se ao vivenciado quando da inserção da eólica em seus primeiros leilões para o mercado regulado. Ele que esteve no segmento eólico da ABB naquele período, conta que a mesma incerteza que o setor elétrico apresentou em 2009 é o mesmo de hoje em dia em termos de fornecimento de equipamentos e a atratividade de fabricantes. A empresa vê na geração centralizada uma tendência de mercado no mundo onde as capacidades estão evoluindo, assim como ocorreu com a eólica. Nesse sentido, para a solar está cada vez mais claro que os inversores de conexão estão migrando de 1 mil para 1,5 mil V um fator que ajuda na redução de custo do projeto. No Brasil, comentou Monteiro, ainda não está claro se o mercado seguirá por esse caminho até porque é necessário ver de fato as primeiras plantas solares sendo instaladas por aqui,

excluindo os da Enel Green Power que estão sendo financiadas pela própria empresa. Aliás esse não será o modelo dominante no Brasil, a maioria dos projetos solares deverão contar com o apoio do BNDES que é o grande financiador da expansão do setor elétrico e não será diferente com a solar. Em geração distribuída a ABB projeta uma participação semelhante ao que tem como objetivo na centralizada, que é de 25% a 30%. Em termos de capacidade instalada o tamanho do mercado estimado é de 4,5 GW até 2024 e atua no fornecimento de inversores. Apesar de ser de menor porte que a centralizada essa classe de equipamentos para projetos de 5 MW são os mesmos para a GD. (Agência CanalEnergia - 08.07.2016)

Termelétrica Klabin inicia operação de 165 MW

A Klabin iniciou o pleno funcionamento da segunda turbina da Klabin Celulose (330 MW - PR), no município de Ortigueira. A unidade, com 165 MW de potência instalada, estava em testes desde março e foi autorizada a operar comercialmente pela Aneel nesta sexta-feira (29/7). A primeira unidade, também de 165 MW, ainda não recebeu aprovação da agência para operação comercial apesar de estar em regime de testes desde o início do ano. A usina faz parte da fábrica Pruma, no Paraná, e é movida à biomassa a partir da queima de licor negro e resíduos de madeira. A hidrelétrica Jirau (3.750 MW - RO) iniciou os testes das 44ª e 46ª turbinas, em Porto Velho. As unidades possuem 75 MW de potência cada, também liberadas pela Aneel nesta sexta-feira (29/7). Ao todo, a usina terá 50 turbinas, com conclusão planejada para o final do ano. (Agência Brasil Energia - 29.07.2016)

Schneider de olho nas mudanças no mercado de gás do Brasil

A Schneider Electric está de olho no mercado de gás do Brasil. Com soluções reconhecidas de monitoramento e gestão operacional nesse setor, a empresa de origem francesa tem a expectativa que a discussão envolvendo uma nova regulamentação do gás e o novo momento global da fonte impulse um novo ciclo de investimentos. Mesmo o momento de baixo investimento no mundo não desanima a empresa, que lembra o gás existente na camada pré-sal como efeito motivador. "É um momento em que os investidores estão vendo com bons olhos as possibilidades que começarão a surgir a partir dessa nova realidade", afirmou Luís Felipe Kessler, vice-presidente de Global Solutions em óleo e gás da Schneider no Brasil. A aposta da empresa na gestão operacional na área de gás vem da aquisição da Invensys, feita há dois anos. Segundo Kessler, a empresa tem uma carteira robusta de softwares que auxiliam os clientes na otimização dos processos antes da construção e execução até a parte de gestão operacional. Com liderança na área de GNL, o executivo acredita que ela será uma das responsáveis por atrair mais clientes. Kessler vê o Brasil como um grande mercado com muitas empresas do setor buscando a eficiência, uma vez que a segurança de contrato que era dada pelo valor da commodity não existe mais. Ele conta que a meta agora é conseguir gerir melhor uma térmica a gás ou um gasoduto otimizando todos os processos. Os laboratórios da Schneider em Houston, nos Estados Unidos, trabalham para a integração de todas as soluções que envolvem o GNL,

desde a gestão operacional até o controle elétrico, de modo que o cliente possa fazer a melhor tomada de decisão. As e-houses ou eletrocentros são outra aposta da Schneider para o Brasil. Elas são pequenas subestações pré-fabricadas em Blumenau (SC) destinadas a grandes plantas, como termelétricas, refinarias ou ainda as plataformas de petróleo. Ela é montada, integrada na fábrica, pré-testada e conectada no cliente. "Isso reduz o tempo de comissionamento e o custo geral do projeto. O cliente tem uma coisa pré-testada e garantida e fazemos com todos os produtos da Schneider ", aponta Kessler. Ele insere as e-houses como uma transformação, já que antes em uma época da construção civil mais barata, a subestação era colocada dentro da planta. Com a e-house, houve um ganho de custo e de tempo que já está sendo captado. (Agência CanalEnergia - 01.08.2016)

GE quer desmistificar a ideia de que a fonte térmica é "suja e cara"

Para Jairo Ramalho, Senior Market Intelligence Leader da GE Gás Power, um dos grandes desafios do SE é desmistificar a ideia de que a fonte térmica é "suja e cara" e por isso ela deve ser colocada em segundo plano no planejamento setorial. Ramalho explicou que a térmica a gás chega a ser 90% menos poluente que as térmicas a óleo diesel. Dessa forma, a substituição dessas usinas por plantas a gás é uma oportunidade a mais para o país tornar sua matriz elétrica mais limpa. O executivo explicou ainda que além do baixo custo do gás em relação ao óleo diesel, a tecnologia de queima de gás natural é muito mais eficiente quando comparado ao óleo, o que torna o retorno sobre o investimento mais atrativo para os investidores. A GE Power é especialista em térmicas a gás. Porém, seu portfólio de serviços foi ampliado após a compra da francesa Alstom. A GE trabalha em todas as tecnologias de geração de energia. Dos 143 GW de capacidade instalada do Brasil, um terço das usinas em operação contam com tecnologia da empresa. (Agência CanalEnergia - 02.08.2016)

GE fecha contrato bilionário no NE para o projeto da termelétrica

Prestes a completar um ano desde que foi realizada a aquisição da área de energia da Alstom, a americana GE fechou um contrato de US\$ 900 mi (equivalente a R\$ 2,8 bi, considerando o câmbio de ontem) no Brasil. Trata-se de uma encomenda para o projeto da termelétrica Porto de Sergipe, que vai ser a maior usina a gás natural da América Latina e utilizará, em parte, tecnologia trazida junto com a francesa. A informação foi dada pelo presidente da empresa para a América Latina, Rafael Santana, em entrevista exclusiva ao Valor. O anúncio deve ser feito hoje ao mercado. O negócio envolve todos os equipamentos necessários para a construção da usina, desde as turbinas até as máquinas envolvidas nas obras civis, passando pelos sistemas de integração e monitoramento digitais. A empresa ainda fará a montagem e instalação dos equipamentos. Dentro do fornecimento, a GE diz que está utilizando sua capacidade local, principalmente as provenientes das plantas e equipamentos de Grid Solutions que são fabricados no Brasil. Há, também, equipamentos para geração de energia fornecidos pelas unidades dos Estados Unidos e da Europa. A empresa não informou a percentual exato de conteúdo local do contrato. A termelétrica pertence às Centrais Elétricas de Sergipe (Celse), empresa criada pela EBrasil Energia e pela Golar Power (uma

joint venture entre a norueguesa Golar LNG e o fundo americano Stonepeak Infrastructure Partners) para executar o projeto. Segundo Santana, o escopo desse contrato marca uma inovação do modelo de contratos da GE. "Se a gente voltasse um ou dois anos atrás, seria comum a GE fornecer basicamente os equipamentos das turbinas. O valor do contrato seria de um terço do que temos hoje", disse. Além disso, a GE está em "estágio avançado" na negociação de contratos de operação e manutenção da planta, disse o executivo. O modelo específico desse contrato, no entanto, ainda não foi fechado. A energia da termelétrica foi contratada no leilão A-5 de maio de 2015, e a usina tem previsão de entrada em operação em janeiro de 2020, validade do contrato atual. Segundo o presidente da Celse, Eduardo Maranhão, o valor total do investimento na termelétrica é de US\$ 1,3 bi. A capacidade de geração da planta será de 1,516 MW, com taxa de eficiência de 62,22%. Quando em funcionamento, a energia gerada pela usina deverá ser suficiente para abastecer cerca de 15% da demanda do Nordeste, segundo a GE. A Celse vai construir um terminal de regaseificação de GNL em Sergipe para abastecer a usina. (Valor Econômico – 27.10.2016)

Cogeração de gás vem para atender projetos de expansão e modernização

Segundo Diretor da GL Events, a definição pela cogeração a gás, veio para atender o projeto de expansão e modernização de R\$ 410 milhões. De acordo com o diretor, a outra alternativa seria construir uma subestação de alta tensão para receber mais 9 MW (incluindo a demanda para climatização) da AES Eletropaulo, que sairia por cerca de R\$ 22 milhões. Segundo o presidente da Comgás, Nelson Gomes, além da segurança energética pesou também na escolha da SP Expo o fato de o gás natural estar com preço muito competitivo. Com os dois ajustes nas tarifas da Comgás ocorridos em 31 de maio e 03 de outubro deste ano, a redução acumulada para a faixa de consumo do São Paulo Expo ultrapassa o patamar de 25% ante a tarifa anterior. Para levar o gás natural até o local da usina de cogeração, a Comgás construiu cerca de dois quilômetros de rede, em obras que duraram aproximadamente um mês. A usina conta com três geradores de 2 MW da GE. Para aproveitar o calor dos motores, há um sistema de refrigeração da LG, com chiller de absorção de 900 TRs. O equipamento produzirá parte da água gelada – tarefa que terá o reforço de outros dois chillers de absorção de queima direta do gás natural, cada um com 1.100 TRs. São mais de 3.000 TR para toda a área do centro de convenções. O volume de consumo de gás natural mensal é estimado em 160 mil metros cúbicos, o suficiente para abastecer 12.300 casas com consumo médio de 13 metros cúbicos por mês. A cogeração também alivia o sistema de geração e distribuição de energia elétrica. Para alimentar a mesma energia seria necessária a contratação de de 9 MW de demanda da distribuidora local, com um consumo de aproximadamente 810.000 kWh por mês. (Agência Brasil Energia – 31.10.2016)

GLP usado em granel pode ser alternativa menos poluente

O GLP terá o uso em granel – que já cresce a taxas elevadas apesar da forte concorrência do gás natural – ampliado. E pode ser uma alternativa a outros combustíveis mais poluentes. A Ultra já vende GLP para usinas de asfalto, por

exemplo, que usam o produto por poluir menos e ser mais eficiente que o óleo combustível ou o diesel. Surgem também usos em fornos siderúrgicos, para pizzas e aquecimento de granjas, entre outros. O uso de GLP é proibido para motores automotivos, estacionários de qualquer natureza (compressores industriais ou motores geradores de energia, mesmo que para aquecer piscinas, saunas ou caldeiras). A proibição vem da década de 1980, quando houve os choques do petróleo no mercado internacional e o Brasil dependia de importações do insumo e de outros derivados, incluindo o GLP. Atualmente, as importações do gás liquefeito de petróleo equivalem a 20% da demanda interna, com tendência de queda em consequência do aumento da oferta do produto nacional. Com o aumento da disponibilidade do gás algumas proibições para o seu uso deverão cair, por exemplo, em motores estacionados. Acreditamos em um crescimento potencial nos próximos anos do GLP no Brasil, inclusive no uso domiciliar – afirmou Jorge Filho, A ideia do Ultra, segundo ele, é introduzir a tecnologia já existente no exterior para permitir o uso do GLP para fins automotivos, colocando o gás em cilindros especiais como é feito com o GNV. Esse uso teria início pelas frotas chamadas dedicadas, como as usadas para entregas de sorvetes, cigarros ou dos Correios. Existem kits padronizados no mundo notadamente nos grandes consumidores de GLP automotivo, como Itália, Austrália, Turquia França e Estados Unidos. Inclusive, hoje, as montadoras já lançam de fábrica o caminhão ou a minivan a GLP. O cilindro para o GLP usa o mesmo aço do cilindro para o GNV, mas é de uma formação diferente – explica o diretor. (O Globo – 21.11.2016)

GE instala subestação a gás em hospital de Porto Alegre

A GE Grid Solutions, líder global em tecnologias e serviços para a rede elétrica, desenvolveu um projeto para instalação de uma subestação isolada a gás SF₆ - GIS (Gas Insulated Substation) no Hospital Nossa Senhora da Conceição, localizado em Porto Alegre, no Rio Grande do Sul. Essa tecnologia compacta permite com alta confiabilidade e baixa manutenção dispor de todo o conjunto de equipamentos para proteção, medição, manobra e seccionamento, permitindo o hospital transformar a tensão de 69 KV, recebida via concessionária para 13,8 KV. O hospital Nossa Senhora da Conceição é o primeiro hospital na América Latina a utilizar a tecnologia. As vantagens desse projeto não se resumem apenas no tamanho limitado que ele pode ser instalado. "Por meio dessa instalação, que funciona dentro de um prédio fechado e é compatível com a área urbana, é possível oferecer ainda mais distribuição de energia, mais segurança operacional e compatibilidade ambiental, além de maior confiabilidade, já que a tecnologia reduz dramaticamente o número de falhas, característica essencial no atendimento do hospital, explica Emanuel Bertolini, Diretor Geral da divisão de Grid Solutions para a América Latina. Para o Hospital, a instalação da nova subestação permitirá não apenas a instalação de novos equipamentos de diagnóstico e melhora na qualidade dos serviços prestados, mas também contribuirá para o aumento no número de atendimento e para a expansão física da unidade. "O sistema será de grande importância para suprir a parte de energia elétrica do novo Centro de Oncologia, do novo Centro de diagnóstico e do Prédio de apoio técnico", destaca Claudio Campello, da Gerência de Engenharia e

Patrimônio do Hospital Nossa Senhora da Conceição. A obra tem previsão para ser finalizada em 2017. (Agência CanalEnergia - 22.11.2016)

III. Leilões

Petrobrás admite dificuldades para participar do leilão de áreas de exploração de óleo e gás

O presidente da Petrobrás, Aldemir Bendine, confessou hoje que a Petrobrás teria dificuldades em participar neste momento de um eventual leilão de novas áreas de exploração de óleo e gás a serem concedidas no Brasil. O problema, segundo o executivo, é o baixo volume de recursos em caixa por parte da estatal. "Se tivéssemos que enfrentar um processo de leilão, a empresa está com capacidade de caixa mais reduzido e teríamos dificuldade em relação a isso", afirmou Bendine. O executivo, na sequência, ponderou que o atual patamar do petróleo pode tornar pouco atrativa a concessão de novas áreas neste momento. Ao final de setembro de 2015, dado mais recente disponibilizado pela Petrobrás, a Petrobrás possuía R\$ 100 bi em caixa, além de R\$ 4 bi em títulos públicos. As dívidas com vencimento entre outubro de 2015 e dezembro de 2016, por sua vez, somavam R\$ 67,6 bilhões. Além disso, a Petrobrás tem planos de investir US\$ 20 bi em 2016, número atualizado em janeiro deste ano. A princípio, a companhia previa desembolsos de US\$ 27 bi apenas em 2016. (O Estado de São Paulo - 17.02.2016)

Pacote tenta levar investimentos ao setor de óleo e gás

O governo liberou ontem o aguardado pacote de medidas de estímulo à indústria petrolífera. Uma resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), assinada pelo ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, promete destravar investimentos estimados pelo governo em US\$ 120 bi no longo prazo. As medidas foram antecipadas pelo Valor em fevereiro e publicadas ontem no "Diário Oficial da União". A resolução tem quatro artigos com definições importantes. O primeiro autoriza a ANP a prorrogar os contratos de concessão firmados na Rodada Zero, em 1998, logo após a quebra do monopólio da Petrobras. Esses contratos expiram em 2025 e poderão ser renovados, por até 27 anos, de forma "compatível com as expectativas de produção decorrentes" de um novo plano de investimentos a ser apresentado à agência reguladora. No segundo artigo, a resolução do CNPE determina que a ANP notifique, até o dia 8 de abril, as petroleiras que operem campos inativos há mais de seis meses. Elas terão prazo de um ano para retomar a produção dessas áreas ou transferir os direitos de exploração para outras empresas que se comprometam a produzir no ativo. Caso contrário, as concessões serão extintas pela ANP, abrindo caminho para uma relicitação dos blocos. O terceiro artigo prorroga a vigência do Repetro, regime aduaneiro especial para bens destinados às atividades petrolíferas, que terminaria em 2019. A intenção do governo era estender o regime por 20 anos. O prazo, contudo, não consta da resolução e precisará de ato específico do Executivo. No último ponto da resolução, o CNPE dá um prazo de 180 dias para que o ministério conclua os estudos necessários para a proposição dos parâmetros técnicos e econômicos a serem considerados num futuro leilão de áreas unitizáveis - reservas da União que se conectam num só reservatório a descobertas já anunciadas no pré-sal, em blocos contratados, e que precisarão

ser desenvolvidos em conjunto, num processo conhecido como unitização. Um dia antes da publicação da resolução do CNPE, o secretário de Petróleo e Gás, Marco Antônio Almeida, já havia anunciado a intenção do governo de leiloar áreas unitizáveis da União em 2017. Segundo o IBP, entre 8 bi e 10 bi de barris já descobertos estão sujeitos à unitização, mas o desenvolvimento das áreas é travado pela falta de regulamentação. Em nota, o IBP considerou "amplamente positiva e benéfica ao setor" a resolução do CNPE. Segundo o instituto, as mudanças, se regulamentadas, caminham "no sentido de promover ajustes em pontos importantes" e mostram "a disposição do governo fomentar investimentos no setor". (Valor Econômico – 10.03.2016)

Térmicas têm pedido de revisão de FID negado

A diretoria da Aneel decidiu, em reunião pública realizada em 5 de julho, negar a revisão do FID para as térmicas Pecem, Parnaíba I e III, Itaiqui, Maranhão IV e V e MC2 Nova Venécia 2. O representante da EDP, Donato da Silva Filho, tentou sensibilizar a Aneel explicando que a conta foi feita de forma equivocada, e que a aplicação do FID seria o mesmo que obrigar a UTE Pecem a entregar 15 MW médios só em 2015. A agência, porém, manteve o entendimento de que os cálculos realizados pelo ONS estão de acordo com as normas setoriais vigentes, "razão pela qual seria inadequado rever as taxas de indisponibilidade das usinas, tampouco recalcular os ressarcimentos". As outras usinas pertencem à Eneva. (Agência CanalEnergia – 05.07.2016)

Petróleo e gás: governo pode licitar dez bacias sedimentares em 2017

O secretário adjunto de Petróleo e Gás do MME, João Nora Souto, informou que está em análise no governo oferecer dez bacias sedimentares na 14ª Rodada de Licitação de Petróleo e Gás, em 2017. Entre elas estão Espírito Santo (mar e terra), Pelotas, Santos, Parnaíba, Paraná, Sergipe/Alagoas e Recôncavo. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é que vai decidir quais blocos serão incluídos. Além da 14ª Rodada, está previsto para o ano que vem um leilão de áreas unitizáveis, reservas que são interligadas com campos já leiloados e que podem ter produção unificada. Para a definição de como será a exploração dessas áreas o governo está preparando uma resolução que passará pelo CNPE. De acordo com o secretário, a resolução vai abranger algumas áreas que já estão em produção e permitirá que possa continuar a exploração de uma área ainda não contratada, que são as unitizáveis. "Sabemos que tem vinte campos passíveis de unitização, incluindo também as áreas internas e externas ao pré-sal. Existem alguns campos que já pertencem à União, então, quanto mais rápido tiver a definição dessa nova resolução, mais rápido o governo vai poder se apropriar dessa receita. Existe estimativa para o próximo ano em torno de US\$ 120 mi de receita, só por conta da produção dos campos que estão produzindo na área não contratada da União", revelou Souto. João Nora Souto afirmou que ainda não é possível fazer uma estimativa de arrecadação do primeiro leilão de unitização: "Não temos ainda porque todos os parâmetros como bônus, excedente de óleo, conteúdo local, tudo isso ainda vai ser apreciado para decisão do CNPE. Ainda não tem o modelo fiscal definido". (Agência Brasil – 15.07.2016)

Brasil precisa continuar contratando energia nos leilões, diz executivo da GE

A contratação de novos empreendimentos de geração de energia elétrica por meio de leilões não pode ser interrompida no Brasil, disse um alto executivo de uma das maiores fabricantes e prestadoras de serviços para o setor elétrico no mundo. "A gente entende como importante a continuidade da contratação de energia nos leilões e a gente espera que o governo planeje para ter diferentes tecnologias, tornando o sistema confiável", declarou Jairo Ramalho, Senior Market Intelligence Leader da GE Gás Power. O executivo enfatizou a importância de "balancear as tecnologias" para tornar o sistema mais seguro, com as térmicas a gás complementando as fontes solar, eólica e hidrelétrica. Atualmente o país sofre com a falta de gás natural, o que impede a oferta de novos projetos desse tipo nos leilões. Essa limitação é explicada pelo quase monopólio da Petrobras nesse segmento. Contudo, a estatal deverá reduzir sua participação nessa cadeia e uma nova regulação deverá ser implementada para permitir a entrada de novos players para explorar e distribuir o gás no Brasil. O plano chamado de "Gás para Crescer" foi anunciado pelo Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis do MME, Márcio Félix. A ideia é que até o final de setembro o país apresente novas políticas para o setor de gás natural no país. Segundo o secretário, as premissas básicas para o desenvolvimento das novas diretrizes são: adoção de boas práticas internacionais; atração de investimentos; aumento da competição; diversidade de agentes; maior dinamismo e acesso à informação; participação ativa dos agentes do setor e respeito aos contratos firmados. Segundo Ramalho, a GE vê com otimismo essa movimentação. Ele afirmou que tanto a exploração quanto o fornecimento de gás vêm crescendo muito nos últimos anos no mundo. Ele contou que a expectativa é que a produção de gás no Brasil deverá apresentar crescimento nos próximos 10 anos. (Agência CanalEnergia - 02.08.2016)

Suspensão pelo TCU em 2015, leilão de gasoduto no Rio é cancelado

A primeira tentativa do governo de emplacar um plano de concessões de gasodutos terminou, oficialmente, sem sucesso. A ANP decidiu cancelar o primeiro leilão de um gasoduto de transporte do país, emperrado há mais de um ano no governo. Lançada em 2014, a licitação do projeto Itaboraí-Guapimirim, no Rio de Janeiro, estava suspensa desde o ano passado por determinação TCU, que identificou erros no cálculo dos custos do gasoduto. As pendências apontadas pelo TCU nunca chegaram a ser resolvidas e o leilão começou a ser levado em banho-maria no governo, sobretudo diante das indefinições da Petrobras quanto aos investimentos nas unidades de processamento de gás natural do Comperj. As chamadas UPGNS são peças fundamentais para a viabilização do leilão, já que são responsáveis por tratar o gás do pré-sal que seria injetado no gasoduto. Como a estatal foi a única empresa a ter manifestado interesse na contratação da capacidade do duto, de 17 MMmcd de gás natural, o leilão se tornou dependente da definição do cronograma das unidades de processamento. Na chamada pública de contratação de capacidade do gasoduto, em 2014, a Petrobras inicialmente havia manifestado o interesse em contar com o duto em 2016 e, depois, revisou o cronograma para 2017. A estatal, contudo, já

sinalizou, recentemente, que as UPGNs do Comperj só devem ficar prontas no fim da década. A expectativa é que o cronograma exato das unidades de processamento, contudo, só seja definido no novo plano de negócios da estatal, previsto para ser divulgado ainda este mês. O gasoduto Itaboraí-Guapimirim, de apenas 11 km de extensão, foi o único projeto indicado para leilão pelo governo, passados pouco mais de cinco anos desde a regulamentação da Lei do Gás, que instituiu o regime de concessão para construção de gasodutos, em 2010. (Valor Econômico - 06.09.2016)

IV. Regulação

Aneel libera operação comercial para turbina de térmica em SP

A Aneel autorizou, no dia 5 de janeiro, o início da operação comercial da unidade geradora UG4 da UTE Iacanga. A turbina tem potência 18 MW. A térmica fica localizada na cidade de Iacanga, no estado de São Paulo. (Agência CanalEnergia - 06.01.2016)

CVU da UTE Santarém será de R\$ 801,53/MWh

A Aneel aprovou nesta segunda-feira (11), a aplicação do custo variável unitário de R\$ 801,53/ MWh para a UTE Santarém. O valor arrecadado será usado para fins de ressarcimento dos custos variáveis à Eletronorte no processo de contabilização de dezembro de 2015 na CCEE. (Agência CanalEnergia - 11.01.2016)

CVU da UTE Termo Norte II é fixado em R\$ 896,37/MWh

A Aneel aprovou a aplicação do Custo Variável Unitário no valor de R\$ 896,37/MWh para a UTE Termo Norte II. O valor será utilizado no processo de contabilização do mês de dezembro de 2015 na CCEE, para pagamento dos custos incorridos com a geração da usina a serem ressarcidos via Encargo do Serviço do Sistema. (Agência CanalEnergia - 21.01.2016)

Aneel prorroga operação de 1,6 mil MW térmicos até 2017

A Aneel decidiu prorrogar, mais uma vez, a operação comercial das termelétricas a diesel e óleo combustível que vem sendo ativadas para garantir a segurança do abastecimento. Cerca de 1.690,5 MW vão continuar no sistema até 31 de janeiro de 2017, enquanto o governo avalia a desativação de novas usinas mais caras. A medida foi divulgada pela agência nesta segunda-feira (1º/2). Entre os empreendimentos, estão a Termonordeste (170,8 MW - PB), Termomanaus (143 MW - PE), Termoparaíba (170,8 MW - PB), Viana (174,6 MW - ES), Geremar I e II (165 MW cada - MA), Global I e II (148,8 MW cada - BA), Maracanaú I (168 MW - CE), Campina Grande (169 MW - PB), Potiguar (53,1 MW - RN), Potiguar III (66,4 MW - RN) e Pau Ferro I (94 MW - PE). (Agência Brasil Energia - 01.02.2016)

Térmica Norte Fluminense tem CVU de R\$ 232,56/MWh

A Aneel revisou, nesta sexta-feira (12/2), o Custo Variável Unitário (CVU) da termelétrica Norte Fluminense 4 para R\$ 232,56/MWh, menor valor em um ano. O montante deverá ser adotado pelo ONS a partir da primeira revisão do Programa Mensal de Operação (PMO) de fevereiro. Além disso, a CCEE foi autorizada a utilizar o novo CVU para a contabilização da geração da usina verificada desde 1º de janeiro deste ano e de R\$ 254,46/MWh para contabilização no mês de dezembro de 2015. (Agência Brasil Energia - 12.02.2016)

CVU da UTE Santarém será de R\$ 806,16/MWh

A Aneel aprovou na última quinta-feira, 18 de fevereiro, o custo variável unitário de R\$ 806,16/MWh da UTE Santarém, da Eletronorte. O valor deverá ser aplicado no processo de contabilização de janeiro de 2016 na CCEE. A aplicação do CVU será usada para ressarcimento de custos devido a disponibilização da geração. (Agência CanalEnergia - 19.02.2016)

CVU da UTE Norte II de janeiro será de R\$ 1.221,53/ MWh

A Aneel definiu nesta sexta-feira, 19 de fevereiro, em R\$ 1.221,53 / MWh o CVU da UTE Termo Norte II. O valor deverá ser aplicado na contabilização de janeiro de 2016 na CCEE. Ele será usado para pagamento dos custos incorridos com a geração da usina que devem ser ressarcidos via Encargo de Serviço de Sistema. (Agência CanalEnergia - 22.02.2016)

Aneel homologa revisão de custo de combustível da UTE Daia

A Aneel homologou a parcela do Custo de Combustível do CVU para a UTE Daia de forma retroativa, já considerados os efeitos da aplicação dos ajustes definidos no despacho no 249/2015. Além disso, decidiu homologar também o valor de R\$ 21,66 a ser adicionado à parcela do custo de combustível a partir de maio de 2015, antes da aplicação dos efeitos do referido despacho da agência reguladora. Com isso, a Aneel determinou que a CCEE recalcule o CVU da térmica e proceda à apuração das receitas de venda dos CCEARs firmados pela usina e efetue a recontabilização com atualização monetária. (Agência CanalEnergia - 02.03.2016)

UTE Delta é autorizada a testar gerador

A Aneel autorizou a UTE Delta a realizar o comissionamento da unidade geradora nº 3, de 70 MW de capacidade. O empreendimento, localizado no município de Delta, em Minas Gerais, utiliza o bagaço de cana de açúcar como combustível e é de propriedade da Usina Delta S.A. Também foi liberada para teste a unidade geradora nº 2, de 1,6 MW, da central geradora hidrelétrica Índio Condá, da Chapecó Geração de Energias. A CGH está instalada no município de Chapecó, Estado de Santa Catarina. As informações constam publicadas no Diário Oficial da União da última segunda-feira, 7 de março. (Agência CanalEnergia - 08.03.2016)

Termo Norte II tem CVU de R\$ 1.208,12/MWh

A Aneel revisou, conforme despacho publicado na edição do Diário Oficial desta quarta-feira (16/3), o CVU da termelétrica Termo Norte II para R\$ 1.208,12/MWh. O montante é referente ao processo de contabilização de fevereiro na CCEE, para pagamento dos custos de geração da usina que serão ressarcidos pelo Encargo de Serviços do Sistema. (Agência Brasil Energia - 16.03.2016)

Aneel define procedimentos para alocação de energia da UTE Maranhão III

O cálculo da geração da termelétrica Maranhão III que a Eneva terá de alocar em outras usinas do grupo será correspondente à diferença entre a potência instalada e a soma de geração própria das UTEs Maranhão IV e V, multiplicada pelo fator de comprometimento com os contratos de comercialização de energia dessas usinas. O procedimento foi definido esta semana pela Aneel e será usado no cumprimento de compromisso assumido pela empresa no TAC assinado com a Aneel em 2014. A agência determinou à CCEE a recontabilização da energia da térmica, do período entre a data da publicação do TAC e a de publicação do despacho com a decisão aprovada da última terça-feira, 14 de março. O TAC proposto pela Paranaíba II Geração de Energia S.A., responsável pela UTE Maranhão III, tinha como finalidade equacionar as obrigações previstas nos contratos de comercialização de energia negociados pela empresa no leilão A-3 de 2011. Ele foi aprovado pela Aneel em 11 de novembro de 2014, após avanços na proposta original apresentada à agência. Em junho de 2015, a empresa questionou a metodologia usada pela CCE para contabilizar a geração em teste de Maranhão III que seria destinada Maranhão IV e V. Ela propôs que a totalidade da energia produzida pela usina UTE Maranhão III fosse remunerada provisoriamente pelo Custo Variável Unitário, desde o início de aplicação do TAC até que a questão fosse decidida em última instância pela diretoria da Aneel. O termo de ajuste estabeleceu regras para a contabilização da energia das usinas do complexo do Paranaíba. Ele prevê que se as UTEs Maranhão IV e Maranhão V forem despachadas por ordem de mérito de preço, a soma da energia gerada por Maranhão III, IV e V deverá ser alocada a estas duas últimas usinas, na proporção dos contratos de cada uma, até o limite dos montantes e das disponibilidades contratadas. Caso a soma da geração das três usinas seja maior que o necessário para atendimento aos contratos, o excedente deverá ser remunerado pelo CVU de Maranhão III e o ganho resultante da diferença entre o custo da usina e Preço de Liquidação das Diferenças será destinado à modicidade tarifária. O problema apontado pela Eneva na contabilização da CCEE é que no despacho por ordem de mérito de custo a geração em teste de Maranhão III foi alocada às outras usinas até o limite da potência instalada delas, com a aplicação posterior do fator de comprometimento dos contratos, de 96,4%. Os 3,6% de energia restantes foram liquidados a favor das distribuidoras que têm contratos com as UTEs Maranhão IV e V, enquanto o gerador recebeu o equivalente ao CVU apenas para a energia proporcional aos 96,4%. A proposta da Eneva era de que o montante destinado às distribuidoras ficasse com a geradora, que liquidaria essa energia ao PLD. (Agência CanalEnergia – 17.03.2016)

Aneel aprova custo fixo ajustado de três térmicas

A Aneel aprovou, provisoriamente, os valores de Custo Fixo Ajustado, referentes a fevereiro de 2016, das termelétricas Iranduba, Mauá Bloco IV e São José. O custo fixo ajustado é de R\$ 1.482.263,01; R\$ 1.018.768,99; R\$ 1.618.500,14. Foi determinado ainda à CCEE que efetue o ressarcimento à Amazonas-GT dos custos aprovados por ESS, em conformidade com as regras de comercialização,

adotando critério de rateio entre os agentes pagadores idêntico ao do ESS por restrição de operação no âmbito do SIN. (Agência CanalEnergia – 18.03.2016)

ANP regulamenta livre acesso aos gasodutos de transporte

A ANP regulamentou o livre acesso aos gasodutos de transporte, por meio da Resolução nº 11/2016, publicada em 18 de março. O texto, que aguardava análise da agência desde abril de 2015, define que “o acesso de terceiros à infraestrutura de transporte existente deve ser ofertado e concedido sempre que possível, de modo a permitir a efetiva competição nas atividades de produção e comercialização de gás natural”. Somente os gasodutos de transporte estão incluídos nessa resolução. A malha de distribuição das próprias concessionárias ou os dutos que conectam os campos produtores de gás com UPGNs, como Rota 2 e Rota 3, não fazem parte dessa medida. A resolução cria a figura do carregador, agente que tenha interesse em utilizar o serviço de movimentação de gás. Para isso, o agente precisa participar de uma chamada pública, que prevê a contratação da capacidade de transporte em dutos existentes, a serem construídos ou ampliados. A ANP então analisa a proposta por 90 dias e aceita ou não, de acordo com o cumprimento das exigências estabelecidas pela agência. Uma das regras colocadas pela ANP para a celebração desses contratos é que a empresa transportadora, dona do gasoduto de transporte em questão, não tenha qualquer relação societária com o agente carregador interessado. O objetivo dessa medida é evitar monopólio no serviço de transporte de gás. Com isso, a Petrobras não poderá utilizar, exclusivamente, a capacidade ociosa de gasodutos das suas transportadoras. (Agência Brasil Energia – 18.03.2016)

Térmicas do Consórcio Novo Horizonte não são liberadas para operação em teste

A Aneel não liberou a operação em teste de 10 termelétricas do consórcio Novo Horizonte, que somam 34 MW de capacidade instalada, segundo despacho publicado em 29 de março. Entre as usinas estão: Distrito de Triunfo (UG1 a UG5 de 0,68 MW cada, totalizando 3,4 MW), União Bandeirante (UG1 a UG6 de 0,25 MW cada, totalizando 1,5 MW), a Alvorada do Oeste (UG1 a UG5 de 1 MW cada, totalizando 5 MW), Campo Novo (UG1 a UG5 de 0,5 MW cada, total de 2,5 MW), Costa Marques (UG1 a UG5 de 0,1 MW cada, totalizando 0,5 MW), a Nova Califórnia (UG1 a UG7 de 0,3 MW cada, dando um total de 2,1 MW), São Francisco (UG1 a UG5 de 1,5 MW cada, totalizando 7,5 MW), Vale do Anari (UG1 a UG7 de 0,5 MW cada, totalizando 3,5 MW), a Vila Extrema (UG1 a UG6 de 0,5 MW cada, totalizando 3 MW) e a Vista Alegre (UG1 a UG5 de 1 MW cada, dando um total de 5 MW). (Agência CanalEnergia – 29.03.2016)

UTE Brotas II tem unidade liberada para operação comercial

A Aneel liberou na última quarta-feira, 30 de março, as unidades geradoras de mais três usinas para o início de operação comercial. A UTE Brotas II teve a unidade 1 liberada, que possui 35 MW e se localiza no município de Brotas-SP. A UHE Passo de Ajuricaba, que fica no município de Ijuí-RS, também teve as

unidades 1 e 2 liberadas, com 1,6 MW cada, totalizando 3,2 MW de capacidade instalada. Outra usina que também obteve liberação para as suas unidades, foi a UTE Conselvan, no município de Aripuanã-MT. Sua unidade geradora liberada foi a 1, com 1,5 MW. (Agência CanalEnergia – 31.03.2016)

UTE Destilaria Melhoramentos poderá dar início à operação comercial

A Aneel liberou a UTE Destilaria Melhoramentos, no município de Jussara-PR, para o início das operações comerciais a partir do dia 2 de abril. As unidades geradoras liberadas foram a 1 de 6,4 MW e a 3 de 10 MW. A Aneel também liberou para operações em teste a PCH Mata Velha (MG), sendo as unidades geradoras 1 e 2 de 12 MW cada, totalizando 24 MW e da UTE Japungu (PB), as unidades 3 e 4 de 12 MW cada, dando um total de 24 MW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia – 04.04.2016)

UTE Araguaia pode iniciar operações comerciais

Mais duas usinas tiveram suas unidades liberadas pela Aneel para o início das operações comerciais a partir do dia 9 de abril. Na UTE Araguaia-MT, as unidades geradoras liberadas foram as de 1 a 22, de 1,05 MW cada, totalizando 23,1 MW de capacidades instalada. A EOL Verace 35, no Rio Grande do Sul, também teve a UG7 liberada, com 1,79 MW. (Agência CanalEnergia – 12.04.2016)

Valor do CVU da UTE Santarém será de R\$ 815,95/MWh

A Aneel aprovou na última quarta-feira, 13 de abril, o CVU no valor de R\$ 815,95/MWh da UTE Santarém, da Eletronorte. O valor deverá ser aplicado no processo de contabilização do mês de março de 2016 na CCEE. O CVU será utilizado para pagamento dos custos com a geração da usina que devem ser ressarcidos via Encargo de Serviço do Sistema. (Agência CanalEnergia – 15.04.2016)

Unidade geradora de térmica da CGTEE terá operação comercial restaurada

A Aneel, em publicação no DOU de 19 de abril, decidiu restaurar a operação comercial de unidade geradora da UTE Presidente Médici, da CGTEE, localizada em Candiota, no Rio Grande do Sul. A unidade restaurada foi a 1ª fase A, de 66 MW de capacidade instalada. A Aneel também concedeu liberação de uma unidade da UTE São José do Pinheiro, para o início das operações em teste a partir deste dia 19 de abril. A unidade liberada foi a 4, de 10 MW. Cinco eólicas do complexo Ventos de São Clemente também foram liberadas para o início das operações em teste. As EOLs Ventos de São Clemente 1, 2, 3 e 4 obtiveram liberação das unidades 1 a 17, totalizando 29,155 MW cada. Já na EOL Ventos de São Clemente 6, a liberação foi para as UG1 a UG15, totalizando 25,725 MW de capacidade instalada. Lembrando que a solicitação do início da operação comercial só poderá ser efetuada após a conclusão da operação em teste. (Agência CanalEnergia – 19.04.2016)

UTE Curitiba Energia obteve liberação de três unidades para teste

A Aneel liberou o início das operações em teste das unidades geradoras da UTE Curitiba Energia, a partir do dia 16 de abril. A usina é localizada no município de Fazenda Rio Grande-PR, e suas unidades liberadas foram as 1, 2 e 3, de 1,426 MW cada uma, totalizando 4,278 MW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia - 19.04.2016)

Aneel libera turbina da UTE Petrocoque para operar em teste

A Aneel liberou a UG1 da UTE Petrocoque, em São Paulo, para o início das operações em teste, a partir de 21 de abril. A unidade liberada possui 18 MW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia - 25.04.2016)

Aneel determina novos CVUs para UTEs da Petrobras

A Aneel acatou o pedido feito pela Petrobras para que ela pudesse usar a partir da contabilização de março de 2016 novos valores de custo variável unitário para as térmicas Aureliano Chaves, Governador Leonel Brizola, Luís Carlos Prestes e Rômulo Almeida. Os valores serão adotados quando da operação nas configurações de ciclo aberto ou ciclo combinado em carga reduzida. Os valores envolvem contratos firmados no 13º, 14º e 15º leilões de energia existente. Na UTE Aureliano Chaves, e que o contrato envolvido é do 14º LEE, o CVU para o ciclo aberto será de R\$ 273,60/ MWh e para o ciclo combinado em carga reduzida, de R\$ 201,88/ MWh. Na UTE Governador Leonel Brizola, o CVU para o contrato de 13º LEE é de R\$ 285,19/ MWh no ciclo aberto e de R\$ 199,44/ MWh na carga reduzida, enquanto para o contrato do 15º LEE, será de R\$ 335,56/ MWh para o ciclo aberto e 234,67/ MWh a reduzida. Na UTE Luís Carlos Prestes, o contrato do 13º LEE tem CVU para o ciclo aberto de 270,6/ MWh e na UTE Rômulo Almeida, em que o contrato é do 14º LEE, o CVU vai ser de R\$ 281,08/ MWh. (Agência CanalEnergia - 10.05.2016)

Aneel libera início de operação comercial de duas termelétricas em Rondônia

A Aneel liberou duas termelétricas no Estado de Rondônia para o início das operações comerciais desde a última terça-feira, 24 de maio. A UTE CNH União Bandeirantes, obteve liberação para UG1 a UG8, de 0,4 MW cada uma e, para UG9 a UG16, de 0,44 MW cada, totalizando 6,72 MW de capacidade instalada. Já na UTE CNH Distrito de Triunfo, as unidades liberadas foram as de 1 a 12, com 1,54 MW cada, a 3 de 1,27 MW, da 4 a 7, de 0,4 MW cada uma e, da 8 a 13, de 0,44 MW cada. Dando um total de 8,6 MW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia - 25.05.2016)

Estabelecido CVU para UTE Araguaia

A Aneel aprovou o CVU no valor de R\$ 849,06/MWh da UTE Araguaia, da Eletronorte. O valor deverá ser aplicado no processo de contabilização do mês de abril de 2016 na CCEE. O CVU será utilizado para pagamento dos custos com a

geração da usina que devem ser ressarcidos via Encargo de Serviço do Sistema. (Agência CanalEnergia - 30.05.2016)

Arsesp reduz tarifas da GasBrasiliano

A tarifa de gás natural da GasBrasiliano terá uma redução de até 12,2% para as indústrias do noroeste paulista. A decisão da Arsesp reduz, em caráter extraordinário, o preço aplicado pela distribuidora a todos os segmentos de consumo a partir de hoje (31/5). O segmento industrial terá reduções entre 6,6% e 12,2%, dependendo do volume de gás natural consumido. A mesma lógica vale para as classes comercial e residencial, que terão cortes de 4,5% a 5,9% e de 3,4% a 5,9%, respectivamente. Já o preço do GNV praticado aos postos de combustível ficará R\$ 0,1268/m³ mais barato, de acordo com a GasBrasiliano, que atende a 30 municípios do estado de São Paulo, com mais de 17 mil clientes e uma rede de 946 km de extensão. Na última semana, a Arsesp também decidiu reduzir as tarifas da Comgás. O reajuste é fruto do alinhamento do custo de gás natural e do repasse de valores acumulados, que seguiram a tendência de queda do preço do petróleo no mercado internacional. (Agência Brasil Energia - 31.05.2016)

UTE Buriti já poderá operar comercialmente

A Aneel liberou a UTE Buriti, em São Paulo, para o início das operações comerciais a partir do dia 13 de junho. A liberação foi para a UG3, de 25 MW de capacidade instalada. A EOL Ventos de São Clemente 5, em Pernambuco, também poderá dar início as operações comerciais. O benefício foi para a UG1 a UG12, de 1,71 MW cada, totalizando 20,5 MW. A Aneel também liberou o início das operações em teste na UTE Iaco Agrícola, no Estado do Mato Grosso do Sul, a partir deste dia 14 de junho. A unidade liberada foi a de número 2, com 34 MW de capacidade instalada. A PCH Fazenda Velha em Goiás, também poderá dar início aos testes. A liberação foi para a UG2, de 5,5 MW. (Agência CanalEnergia - 15.06.2016)

Regulação falha ameaça transporte de gás

A falta de uma regulação clara para o transporte de gás no país, que cabe à ANP e MME, poderá criar problema já que alguns dos ativos colocados à venda são uns monopólios naturais. O problema é identificado no momento em que a estatal anunciou formalmente que negocia a venda da malha de dutos e preocupa o mercado, que identifica pouca aderência regulatória. Procurada para falar sobre o assunto, a ANP não se manifestou. Os consumidores das distribuidoras de todo país podem ser afetados porque a falta de regulação pode gerar aumento das tarifas, que devem ser repassadas para o gás. A interpretação é compartilhada por agentes do mercado que preferem não se manifestar oficialmente. O economista Adriano Pires, do CBIE identifica uma falha regulatória sem que a ANP tenha mostrado preocupação visível com a transferência de um monopólio estatal para empresas privadas. A Petrobras já anunciou que negocia com a Brookfield a venda da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), resultado da cisão da Transportadora Associada de Gás (TAG)

em duas empresas. O grupo canadense tem exclusividade até 12 de julho, prazo que pode ser renovado mais 30 dias. Segundo fontes ouvidas pelo Valor, o negócio deve ficar em torno de US\$ 5,2 bi. "Toda a regulamentação que existe foi construída levando em conta a Petrobras, que é um monopólio estatal, e não para atrair investidores privados. Do jeito que está sendo feita, a venda pode bagunçar o mercado. A ANP precisa entrar para ver se a regulação está sendo atendida, já que esse plano de desinvestimento começou sob a gestão anterior, com uma estratégia 100% financeira", afirma Pires. Segundo o diretor do CBIE, que ajudou no desenho da regulamentação do setor quando a ANP foi criada, todas as leis e decretos que existem foram escritos levando em consideração uma empresa estatal que detém um forte monopólio. Agora, com a saída da Petrobras do segmento de transporte de gás, ele vê necessidade de o regulador analisar se o modelo negociado com o comprador atende os interesses do consumidor brasileiro e se estimula a concorrência. E reforça a necessidade de regulação forte para evitar que o novo dono dos gasodutos não se aproprie do que Pires considera como uma receita de monopólio. (Valor Econômico – 20.06.2016)

MME cria grupo técnico para estudar marco legal e regulatório do setor de gás

O ministério de Minas e Energia vai estudar e elaborar propostas com o objetivo de manter o funcionamento adequado do setor de gás, diante de um cenário de redução da participação da Petrobras nesse setor. Com a coordenação do secretário-executivo do MME, Paulo Pedrosa, e do futuro secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis do MME, Márcio Félix, serão promovidos debates sobre o assunto primeiramente entre formuladores de políticas públicas e órgão regulador e posteriormente com representantes das empresas. Cabe exclusivamente à Petrobras analisar sua estratégia de desinvestimentos em estruturas de transporte de gás no país e essa possibilidade representa oportunidade de diversificação dos agentes do setor, com o aumento da competição. Isso merece atenção do poder concedente e dos órgãos responsáveis pelo planejamento e regulação energética, para mitigar riscos de ordem regulatória sem representar entraves desnecessários à entrada de novos agentes, atraindo investimentos importantes para o país. Participarão dos debates os técnicos do MME, da Empresa de Pesquisa Energética e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), para que seja construída uma proposta que faça frente a esses desafios e servirá de base para discussões com os diversos agentes do setor, inclusive as empresas. O MME disse já acompanha o assunto e irá intensificar e estabelecer mais canais de debate, de forma mais abrangente e em bases atuais. Em 2015, a Portaria Interministerial MME_MF nº 412/2015 criou grupo de trabalho para “avaliar os impactos sobre a concorrência, a regulação e as políticas públicas do processo de desinvestimento da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, em atividades com características de monopólio natural, respeitado o disposto no art. 25, § 2º, da Constituição”. (Agência CanalEnergia – 27.06.2016)

Autorização da UTE Charqueadas será extinta em janeiro de 2017

A Agência Nacional de Energia Elétrica manteve a data de revogação da autorização da usina termelétrica Charqueadas, pertencente a Tractebel Energia, em 1º de janeiro de 2017. Com planos de encerrar as atividades do empreendimento, a empresa havia solicitado que a outorga fosse extinta em setembro de 2016, quatro meses antes da data definida pela Aneel. Localizada no município de Charqueadas, Rio Grande do Sul, a térmica a carvão mineral com 36 MW de potência instalada terá suas atividades encerradas pela Tractebel porque tem percentual de eficiência de apenas 20%. Ela se enquadra como beneficiária de subsídios da Conta de Consumo de Combustíveis, mas está abaixo do limite mínimo de eficiência de 25% para reembolso de recursos da conta. A utilização do carvão mineral na UTE Charqueadas ao longo da concessão será fiscalizada pela Aneel até 31 de dezembro de 2016. A empresa vai investir em torno de R\$ 1,8 bilhão na construção de uma nova térmica a carvão – a UTE Pampa – em Candiota (RS). A usina com capacidade instalada de 340 MW tem contratos de suprimento de energia vendidos no leilão A-5 de 2014, com início de entrega em 1º de janeiro de 2019. (Agência CanalEnergia – 29.06.2016)

Aneel libera operação comercial em cinco termelétricas

Em publicação no DOU de 8 de julho, a Aneel liberou as seguintes usinas para o início das operações comerciais. Na CNH Alvorada do Oeste, as unidades liberadas foram 1 UG de 1,14 MW e 5 UGs de 1,12 MW, totalizando 6,74 MW de capacidade instalada. Na CNH Campo Novo, a liberação foi para 8 unidades geradoras, de 0,44 MW, totalizando 3,52 MW. Na CNH Costa Marques, o benefício foi para 1 unidade de 1,14 MW e 5 UGs de 1,12 MW, totalizando 6,74 MW. Na CNH São Francisco foram liberadas 7 UGs de 1 MW e 1 UG de 1,1 MW, totalizando 8,1 MW de capacidade instalada. Já na CNH Vale do Anari foram liberadas 11 UGs de 0,44 MW, totalizando 4,84 MW de capacidade instalada. A agência também liberou a PCH Manopla para o início das operações comerciais a partir do dia 8 de julho. O benefício foi para UG2, de 2,875 MW de capacidade instalada. A UTE CSP também recebeu liberação da Aneel para dar início as operações em teste. O benefício foi para UG1, de 18 MW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia – 11.07.2016)

Termelétrica liberada em São Paulo para operar comercialmente

A Aneel liberou o início das operações comerciais na UTE N O Bioenergia, localizada no município de Araras, em São Paulo e de titularidade da empresa J O Bioenergia. O benefício foi para UG1, de 18 MW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia – 12.07.2016)

CVU para UTE Santarém

A Aneel aprovou o CVU no valor de R\$ 821,68/MWh da UTE Santarém. O valor deverá ser aplicado no processo de contabilização do mês de junho de 2016 na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O CVU será utilizado para pagamento de custos com a geração da usina que devem ser ressarcidos via Encargo de Serviço do Sistema. (Agência CanalEnergia – 15.07.2016)

Proposta de caducidade de termelétrica da CGTEE é enviada ao MME

A Aneel decidiu propor ao MME a caducidade da concessão da termelétrica Porto Alegre - Nutepa (24 MW - RS), detida pela Eletrobras CGTEE. A usina, em funcionamento desde 1968, já não tinha mais condições de continuar em operação, segundo decisão desta terça-feira (19/7). Por uma série de restrições operacionais, técnicas, ambientais e financeiras, o projeto já estava em fase de desmobilização pela concessionária desde 2013, com processo de caducidade iniciado em 2014. “A usina encontra-se totalmente depreciada e a penúltima e a última operação ocorreram, respectivamente, em 2006 e em junho de 2008”, informou a agência em relatório. Entre as restrições, a terceira caldeira da usina apresentava deficiência no pré-aquecedor, havia bombas de água de circulação inoperantes desde 2008, vazamentos em duas caldeiras e equipes de manutenção trabalhavam na recuperação das caldeiras 1 e 2 para eliminar furos nas tubulações. Em teste feito pelo ONS, a usina conseguiu atingir o máximo de 12 MW, apesar de a capacidade instalada do empreendimento ser de 24 MW. Em 2011, a operação comercial da usina foi suspensa até haver condições para retomada, porém, a paralisação resultou na desmobilização. Após relatório de falhas e transgressões feito pela fiscalização da agência, foram apontadas restrições também na continuidade da operação da termelétrica São Jerônimo e de uma unidade geradora da usina Presidente Médici. (Agência Brasil Energia - 19.07.2016)

Aneel recomenda extinção da UTE Nutepa

A Aneel vai recomendar ao MME a extinção da outorga da usina termelétrica Nutepa, da Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica. Com 24 MW de potência instalada, o empreendimento foi totalmente desativado em 2008 pela estatal do grupo Eletrobras, por apresentar problemas nos equipamentos que impediam a operação. Entre os problemas apontados pela Aneel estão furos nas tubulações da caldeiras 1 e 2 e a inviabilidade econômica da recuperação da caldeira 3. Além disso, duas das quatro bombas de água de circulação estão inoperantes há oito anos. A usina é antiga: duas unidades geradoras entraram em operação em 1968 e a terceira em 1969. Todos os equipamentos estão depreciados. Em 2013, a CGTEE foi multada em R\$ 173,8 mil pela Aneel, por causa dos problemas da usina. A diretoria da agência manteve a penalidade ao analisar recurso da empresa em 2014. Na ocasião, foram iniciados os processo de caducidade das concessão das UTEs Nutepa e São Jerônimo, ambas da estatal; e da usina termelétrica Brasília, da CEB Geração. (Agência CanalEnergia - 21.07.2016)

Aneel libera térmica do Rio Grande do Sul para operar comercialmente

A Aneel liberou o início das operações comerciais a partir de 21 de julho na UTE Engenho Coradini, localizada no município de Dom Pedro, no Rio Grande do Sul. O benefício foi para UG1, com 1,2 MW de capacidade instalada. A Aneel também liberou o início dos testes a partir de 21 de julho na EOL Ventos de São Benedito, no município de São Miguel do Gostoso, no Rio Grande do Norte. A

liberação foi para UG8 a UG14, de 2,1 MW cada, totalizando 14,7 MW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia - 22.07.2016)

Aneel estabelece CVU da térmica Edifício Rochaverá

A Aneel aprovou os valores de CVU da térmica Edifício Rochaverá de R\$ 690,91/MWh referente à contabilização do mês de agosto. O valor será aplicado pelo ONS na próxima revisão do Programa Mensal de Operação (PMO). A Aneel também aprovou o valor de CVU da térmica Levorin de R\$ 561,97/MWh, referente a contabilização do mês de agosto. O valor será aplicado pelo ONS na próxima revisão do PMO. (Agência CanalEnergia - 09.08.2016)

Aneel libera térmica em Rondônia para início de operações comerciais

A Aneel liberou as seguintes usinas para o início da operação comercial a partir do dia 12 de agosto. Na UTE CNH Nova Califórnia, localizada no município de Porto Velho, em Rondônia, o benefício foi para UG1 a UG11, de 0,44 MW cada, totalizando 4,84 MW de capacidade instalada. Na EOL Testa Branca III, no Piauí, as unidades liberadas foram as de número 6, 7, 8, 9 e 10, de 2,2 MW cada, totalizando 11 MW de capacidade instalada. A Aneel também liberou o início das operações em teste na EOL Vila Pará II, no município de Serra do Mel, no Rio Grande do Norte. O benefício foi para UG5 e UG6, de 3 MW cada, totalizando 6 MW de capacidade instalada. Outra que também recebeu a liberação foi a EOL Testa Branca III. A unidade liberada foi a de número 5, de 2,2 MW de capacidade instalada. (Agência CanalEnergia - 15.08.2016)

ANP abre consultas públicas sobre transporte e estocagem de gás

A ANP abriu na segunda-feira (12/9) duas consultas públicas que podem reformular pontos estratégicos da indústria de gás natural do Brasil. Uma delas tem como objetivo avaliar o interesse do mercado em atividades de estocagem subterrânea de gás (ESGN) e a outra vai colher subsídios sobre metodologias de cálculo para tarifas de transporte de gás natural. A estocagem em reservatórios subterrâneos foi regulada pela Lei do Gás, de 2009, mas desde então nenhuma atividade comercial foi desenvolvida. Para impulsionar o mercado, a ANP abriu uma consulta de interesse com nove áreas produtoras que foram devolvidas ou que estão em processo de devolução, todas em bacias onshore: quatro no Recôncavo baiano; duas em Alagoas; duas no Espírito Santo; e uma na bacia Potiguar. Os interessados podem ainda indicar outras áreas que considerem próprias para desenvolver a atividade, sem implicar nenhum compromisso. As áreas que tiverem manifestações de interesse válidas serão indicadas ao MME, o que pode resultar em uma futura licitação, de acordo com a agência. “O papel da estocagem subterrânea é injetar e produzir gás natural. Serve como um tampão. Os FSRUs [terminais flutuantes de regaseificação de GNL] têm outro objetivo: diversificar a oferta na rede. Um FSRU não é concebido para armazenar gás, e isso é feito Brasil porque não há outra opção. As duas atividades são necessárias”, segundo Jonathan Royer-Adnot, diretor da empresa francesa de estocagem Geostock no Brasil. A outra consulta é referente às parcelas de preço de

transporte de gás natural presente nos contratos de compra e venda do energético. A ideia é criar uma metodologia de cálculo, que “se tornou necessária devido à evolução do sistema de transporte de gás brasileiro, que passou a ser mais interligado e flexível”, de acordo com a ANP, que também citou a importância de fazer com que a formação de preços seja mais transparente. A proposta prevê a transição de uma parcela fixa para outra flexível, que levaria em consideração o custo proporcional à distância dos pontos de entrada e saída do gás natural da rede. A agência quer fazer uma mudança gradual das regras, respeitando contratos já formalizados, mas também estimulando a entrada de novos carregadores de gás. (Agência Brasil Energia - 13.09.2016)

Aneel quer fechar usina a carvão da Eletrobras

As operações do complexo de usinas movidas a carvão mineral da Eletrobrás não estão na mira apenas do Ibama, que nesta semana embargou a planta de Candiota, no Rio Grande do Sul, e multou a empresa em mais de R\$ 75 milhões por infrações ambientais. A Aneel também adotou uma postura contundente contra a usina, com a proposta de decretar o fim imediato da concessão da termoeletrica gaúcha. A proposta de caducidade de uma das unidades do complexo termoeletrico Presidente Médici foi comunicada à diretoria da Eletrobrás CGTEE há duas semanas. No documento, a superintendência de fiscalização dos serviços de geração da Aneel informa que não há mais condições de manter em operação uma unidade do complexo, operação conhecida como “Fase A” de Candiota e onde estão em atividade duas turbinas instaladas nos anos 1970. Depois de analisar o desempenho dessas máquinas entre janeiro e julho deste ano, técnicos da Aneel identificaram uma série de falhas na estrutura e colheram dados que contrariaram pareceres apresentados pela própria Eletrobrás. Os técnicos identificaram ainda “uma série de problemas, tais como vazamento de carvão pulverizado, vazamento de vapor em pontos diversos da caldeira, vibração no ventilador induzido, vibração excessiva em mancais, dentre outros”. Essas falhas, afirmam, “evidenciam uma sucessão de indisponibilidades, impedido a manutenção de qualquer padrão de regularidade, ou eficiência”. Em sua conclusão, a Aneel declara que a planta encontra-se “totalmente depreciada e com tecnologia ultrapassada”, não lhe restando outro destino senão ser desligada imediatamente. O tema ainda precisa ser deliberado pela diretoria colegiada da Aneel. A agência não comentou o assunto. A Eletrobrás CGTEE informou, por meio de nota, que pretende reverter a proposta de caducidade da agência. A estatal de energia também informou que “vem tomando todas as medidas necessárias para manter o empreendimento em operação, dentro dos padrões técnicos e ambientais mínimos exigidos” e que a paralisação da planta gera uma série de prejuízos, como “redução da receita, desmobilização de pessoal operacional próprio e terceirizado, cancelamento de contratos com os fornecedores de insumos e serviços, entre outros”. (O Estado de São Paulo - 17.09.2016)

Apine pede à Aneel aumento de CVU de térmicas a óleo

A Apine solicitou à Aneel a revisão do CVU das usinas termelétricas movidas a óleo combustível e diesel das regiões Norte e Nordeste do país. De acordo com a associação, as usinas têm sido despachadas de forma quase ininterrupta desde 2012, o que teria levado os custos de O&M a níveis que não foram previstos no leilão. Além da correção do CVU, a Apine também pediu um ressarcimento pelo prejuízo que já foi gerado às usinas com o despacho acima do previsto. A ideia, a princípio, seria um incremento na receita fixa dos empreendedores em 36 parcelas mensais corrigidas pela inflação. O prejuízo das térmicas do Norte e Nordeste teria sido causado por quatro motivos principais: o alto índice de despacho desde 2012; os despachos fora da ordem de mérito como resultado de mudanças regulatórias; o excesso de modulação das usinas; e a antecipação de overhauls (testes e reparos nos equipamentos). O que a Apine está reivindicando, portanto, é que a Aneel reveja a remuneração das empresas pelos custos de operação e manutenção dessas usinas, pois elas teriam recebido o valor correspondente ao previsto nos contratos e operado acima desse planejamento. Outro problema foi o alto grau de modulação do despacho feito pelo ONS, o que significa que as usinas tiveram que ser ligadas e desligadas muitas vezes em um curto espaço de tempo. Segundo a associação, essa variação consome, em média, 20% a mais de combustível do que se a usina estivesse operando normalmente. Isso também aumenta o desgaste dos motores e turbinas, fazendo que com a vida útil diminua e o custo com reparos aumente. A pedido da Aneel, a Apine enviou estudos técnicos de cada uma das usinas, feitos pelos responsáveis por cada projeto, para comprovar que o desequilíbrio das contas foi causado pelo despacho fora do previsto. Foram enviados os dados das UTEs Global I e II (BA), que juntas totalizam 300 MW; a UTE Maracanaú I (CE), de 168 MW; a UTE Campina Grande (PB), de 169 MW; e Pernambuco III (PE), de 201 MW. (Agência Brasil Energia – 16.09.2016)

Arsesp reduz tarifas da Comgás

-A Arsesp determinou a redução da tarifa da Comgás. Os percentuais de redução variam conforme o segmento de mercado e o volume de consumo. Segundo a Comgás, em alguns casos a queda pode chegar a 3% no segmento residencial, 6% para o comércio, 10% para a indústria e até 12% para a cogeração. O custo do GNV será praticamente mantido. A decisão será publicada no DOE de 8 de outubro e entra em vigor na no dia 11. A medida é válida para toda a área de concessão da empresa, que inclui 117 municípios. A decisão da agência reguladora tomou como base a redução do custo do gás, em função queda do preço do petróleo. (Valor Econômico – 03.10.2016)

Indisponibilidade da UTE Borborema será calculada pela média de 60 meses

A Aneel determinou que o ressarcimento das indisponibilidades da termelétrica Borborema, resultantes da geração de energia abaixo do estabelecido pelo ONS, deverá ser apurado pela média dos valores mensais dos 60 meses imediatamente anteriores ao período considerado. Com a decisão, os valores devidos pela Borborema Energética às distribuidoras, desde o início de operação comercial do empreendimento em 2010, deverão ser recontabilizados pela CCEE, com base na

regra que estava em vigor nos leilões de energia nova de 2007. A Aneel usou no julgamento do pedido feito pela geradora o mesmo critério aplicado anteriormente à UTE Porto do Pecém. A média móvel de 60 meses do histórico de geração da usina, prevista na Resolução 169, de 2005, deve ser aplicada, na avaliação da diretoria do órgão, somente para as usinas participantes dos leilões realizados naquele ano. A UTE Borborema negociou contratos de venda de energia por disponibilidade no Leilão A-3 de 2007, com início de suprimento em janeiro de 2010. Em abril de 2014, a Borborema Energética questionou a aplicação da regra que resultou na dedução da receita de venda da usina, por descumprimento do despacho por ordem de mérito de custo. A empresa argumentou que o ressarcimento calculado a partir da disponibilidade horária não estava previsto nos contratos de comercialização negociados no certame, nem na resolução vigente à época, pois foi implementado em 2011. Uma decisão judicial favorável à Borborema havia suspenso a aplicação da norma, até que a diretoria da agência analisasse a questão. (Agência CanalEnergia – 17.10.2016)

Aneel mantém preço do transporte de gás de Urucu definido pela ANP (Gás e termo)

A Aneel manteve em R\$12,0371/MMBtu o valor da parcela de transporte do gás natural de Urucu, fornecido pela Companhia de Gás do Amazonas à Eletrobras Amazonas Distribuidora de Energia, para fins de reembolso da CCC. O valor sem impostos foi definido pela ANP, Gas Natural e Biocombustíveis a preços de dezembro de 2009 e deverá ser corrigido desde o início do faturamento do contrato. A Eletrobras terá 60 dias para fazer a contabilização e informar a Aneel sobre os valores reembolsados pela CCC acima do limite definido. O gás de Urucu é usado para a produção de energia térmica no sistema de Manaus. A decisão contraria pedidos de revisão apresentados pela Petrobras e pela Abrace. A estatal defendeu a revogação de qualquer limite ao preço da parcela transporte, enquanto a Abrace propôs que a agência estabeleça por conta própria um valor regulatório, sem se submeter à decisão da ANP. Enquanto o limite não fosse estabelecido, a sugestão da Abrace era de que se aplicasse provisoriamente a tarifa de 4,36 R\$/MMBtu. A própria ANP já havia revisto o custo do transporte estabelecido no contrato da Amazonas com a Cigas, ao analisar os argumentos da Petrobras. O valor calculado inicialmente pela agência de petróleo e homologado pela Aneel em 2015 era de 11,4867 R\$/MMBtu, também com base em dezembro de 2009. A Abrace citou decisão do TCU, que apontou ilegalidades no contrato de fornecimento do gás de Urucu, por não ter havido definição previa do preço do transporte pelo gasoduto Urucu-Coari-Manaus. A associação defendeu que os valores pagos indevidamente do consumidor sejam devolvidos com atualização da inflação e remuneração pela Selic, além de um prêmio equivalente ao custo de captação de recursos no mercado pelos consumidores brasileiros. O uso da CCC para a cobertura da tarifa de transporte de Urucu é uma das razões alegadas pelas indústrias para questionar judicialmente parte dos custos da Conta de Desenvolvimento Energético. A CDE tem entre suas despesas os subsídios ao combustível usado nas usinas termelétricas dos sistemas isolados. (Agência CanalEnergia – 18.10.2016)

Ex-diretor da Aneel: pedido da Eneva e EDP tem respaldo na lei das concessões

De acordo com o ex-diretor da Aneel Edvaldo Alves de Santana, o pedido da Eneva e EDP [de uma revisão de suas tarifas já neste mês de outubro, por conta dos custos com as térmicas de Pecém] tem respaldo na lei das concessões, que prevê o repasse de qualquer tributo ou encargo à tarifa, caso seja comprovado que os custos afetam o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos. "A lei estabelece que qualquer novo encargo deve ser obrigatoriamente repassado às tarifas. Isso já foi feito em casos semelhantes", disse. Se a agência acatar a solicitação, avalia Santana, o gasto será assumido pelos agentes que estiverem expostos ao mercado à vista de energia, no qual empresas fazem a compra de energia diretamente com os geradores. Como as distribuidoras estão com excesso de energia contratada, em tese, esse rombo não atingiria os consumidores residenciais. (O Estado de São Paulo - 18.10.2016)

EDP e Eneva pedem recomposição de CVU para as térmicas de Pecém

A EDP e a Eneva confirmaram que pediram à Aneel a readequação do equilíbrio econômico-financeiro do seu Custo Variável Unitário (CVU) para as suas usinas de Pecém, no Ceará. O motivo é a cobrança de um encargo criado recentemente pelo governo daquele estado em função da seca e o alto volume de água que as centrais de geração consomem para a sua operação. Ambas as empresas afirmaram em comunicado à CVM que essa nova cobrança afetaria o equilíbrio dos CCEARs de fato que os negócios não sejam afetados pela despesa adicional. Segundo as geradoras, o pedido é normal e está previsto no contrato, pois trata-se de um fator alheio aos agentes esse encargo criado pelo estado do Ceará. De sua parte a EDP, que é a proprietária da UTE Porto do Pecém I, afirma que "A Administração da Companhia considera que o pedido acima tem caráter de ato de gestão no curso geral dos negócios, e o mesmo ainda se encontra sob a análise da ANEEL. A Companhia ainda esclarece que a UTE Porto do Pecém I se encontra operando em condições regulares. A Companhia está comprometida em encontrar junto as autoridades competentes uma solução que preserva a segurança energética do Estado do Ceará, bem como o equilíbrio econômico financeiro do empreendimento". Já a Eneva que detém 50% da UTE Porto do Pecém II afirma entender que "tal encargo imposto pelo Estado do Ceará afeta a equação econômico-financeira do contrato CCEAR e, como previsto, no próprio contrato, deveria haver uma readequação do CVU". (Agência CanalEnergia - 20.10.2016)

Aneel autoriza ressarcimento a Eletronorte por UTE Araguaia

A Aneel autorizou o ressarcimento financeiro à Eletronorte pela disponibilização da UTE Araguaia no período de março a julho de 2016. O valor foi estabelecido em pouco mais de R\$ 8 milhões e consta da edição desta sexta-feira, 21 de outubro, do Diário Oficial da União. De acordo com o despacho da Aneel, o pagamento será feito em parcela única pela CCEE, via mecanismo auxiliar de cálculo, adotando critério de rateio entre os agentes pagadores idêntico ao do ESS por restrição de operação a ser alocado no submercado SE/CO, no primeiro

processo de liquidação e contabilização após a publicação da resolução que autorizou o valor. A usina está localizada no município de Querência (norte do Mato Grosso) e tem capacidade de geração de 23,1 MW para atender a demanda daquela região de forma excepcional e temporária até 2019 ou até a entrada em operação da solução estrutural para atender às cargas da região do baixo Araguaia. A conclusão da nota técnica que balizou a decisão apontou um CVU aprovado de R\$ 848,90/MWh. (Agência CanalEnergia - 24.10.2016)

Aneel define CVU para UTE Araguaia

A Aneel aprovou o valor de Custo Variável Unitário de R\$ R\$ 849,34/MWh da UTE Araguaia. O valor deverá ser aplicado no processo de contabilização do mês de setembro de 2016 na CCEE. O CVU será utilizado para pagamento de custos com a geração da usina. A Aneel também autorizou o ressarcimento financeiro à Eletronorte pela disponibilização da UTE Araguaia no período de 29 de julho a 30 de setembro de 2016. O valor ficou estabelecido em R\$ R\$ 7.207.596,10 e será pago em 10 parcelas, a partir da contabilização outubro de 2016 até a de julho de 2017 no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, adotando critério de rateio entre os agentes pagadores idêntico ao ESS por restrição de operação a ser alocado no Submercado Sudeste/Centro-Oeste. (Agência CanalEnergia - 31/10/2016)

Aneel aprovou a alteração do CVU da térmica Campos

A Aneel aprovou a solicitação de Furnas para a alteração do Custo Variável Unitário (CVU) da Usina Termelétrica Campos, no valor de R\$ 500,34/MWh a partir de agosto de 2016. Os valores serão aplicados pelo ONS a partir da primeira revisão do PMO. (Agência CanalEnergia- 03.11.2016)

ANP aprova novo marco regulatório do setor de GLP

A diretoria da ANP aprovou, em sua última reunião, as novas regras de habilitação e regulamentação das atividades de distribuição e revenda de GLP. Essa é a primeira vez que o marco regulatório do setor de GLP passa por revisão desde a criação da agência, em 1998. Foram aprovadas as resoluções nº 49/2016 e nº 50/2016 para a atividade de distribuição de GLP, sendo a primeira relacionada aos requisitos de entrada de novas empresas no mercado e a segunda ao aperfeiçoamento do arcabouço legal para o exercício das distribuidoras. A terceira resolução, nº 51/2016, revê os requisitos de entrada para a revenda. O objetivo principal da agência, segundo o diretor geral interino, Aurélio Amaral, é adequar as normas ao momento atual do setor, que sofre com o aumento do comércio clandestino. “[. As novas resoluções] vão trazer mais ferramentas para controlar a informalidade. Alguns itens são de aplicação imediata, outros não”, explicou Amaral durante evento do Sindigás realizado no final de novembro. A ideia é que as novas regras aumentem a dificuldade de entrada nos mercados de distribuição e revenda de GLP, já que a ANP elevou o número de exigências para a autorização de novos agentes. De acordo com o diretor, essa também é uma

forma de controlar o crescimento da venda irregular de combustível. (Agência Brasil Energia- 12.12.2016)

Aneel estabelece CVU para UTE Araguaia referente ao mês de novembro

A Agência Nacional de Energia Elétrica aprovou o valor de Custo Variável Unitário de R\$ 860,71/MWh da UTE Araguaia. O valor deverá ser aplicado no processo de contabilização do mês de novembro de 2016 na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O CVU será utilizado para pagamento de custos com a geração da usina. A Aneel também aprovou os valores de CVU de 52,42/MWh da UTE Norte Fluminense 1, de R\$ 60,83/MWh da UTE Norte Fluminense 2 e de R\$ 116,75/MWh da UTE Norte Fluminense 3 referentes ao mês de novembro de 2016. Os valores serão aplicados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico a partir da primeira revisão do Programa Mensal de Operação (PMO). (Agência CanalEnergia - 15.12.2016)

V. Empresas

PGN inicia produção em Gavião Vermelho, na Bacia do Parnaíba

A PGN iniciou a produção de gás do campo de Gavião Vermelho (GVV), na Bacia do Parnaíba. Segundo campo da empresa a entrar em operação, o ativo tem vazão máxima de gás estimada em 1,5 milhão de m³/d. Até julho de 2016, o objetivo da PGN é alcançar a produção total de 8,4 milhões de m³/d. Foram investidos aproximadamente R\$ 160 milhões no desenvolvimento do campo, localizado no município de Capinzal do Norte, cerca de 250 km ao Sul da cidade de São Luís, no Maranhão. A PGN é operadora do bloco, com 70% de participação. Os demais 30% pertencem ao grupo BPMB Parnaíba. O gás do campo de Gavião Vermelho será produzido por meio de seis poços produtores, localizados em dois clusters. Eles são interligados a um duto, que escoará o gás produzido para a Unidade de Tratamento de Gás (UTG) do Campo de Gavião Real, localizada no município de Santo Antônio dos Lopes (MA). Gavião Vermelho integra, juntamente com o campo de Gavião Real, o complexo de gás da Bacia do Parnaíba. A PGN possui outros cinco campos declarados comerciais: Gavião Azul, Gavião Branco, Gavião Branco Sudeste, Gavião Branco Norte e Gavião Caboclo. A previsão é que Gavião Branco e Gavião Branco Sudeste entrem em produção já no primeiro trimestre de 2016. A PGN tem sete campos e sete blocos exploratórios, somando 7 mil quilômetros quadrados. (Agência Brasil Energia – 06.01.2016)

Revogação de decisão judicial permite cancelamento de contratos da Bertin

O Conselho de Administração da CCEE concluiu o processo de desligamento de seis térmicas do Grupo Bertin Energia. O processo havia sido interrompido em abril de 2014 por conta de uma decisão judicial em favor da empresa, agora revogada pela Justiça Federal de Brasília. Com a conclusão do caso, a Aneel pode seguir com os procedimentos de cobrança das penalidades em razão do descumprimento das obrigações por parte das empresas. O processo de desligamento envolve as térmicas UTE MC 2 Camaçari II; UTE MC2 Camaçari III; UTE MC2 Governador Mangabeira.; UTE MC2 Santo Antônio de Jesus.; UTE MC2 Sapeaçu; e UTE MC2 Nossa Senhora do Socorro, que deveriam ter entrado em operação comercial em 1º de janeiro de 2013. Os conselheiros da CCEE determinaram que as distribuidoras que firmaram contratos com essas usinas sejam notificadas da conclusão do desligamento. As seis usinas comercializaram energia no leilão A-5, realizado em 30 de setembro de 2008, com o compromisso de entregar energia em janeiro de 2013. A Aneel chegou a prorrogar esse prazo, porém as térmicas não foram entregues em 2014. A CCEE então iniciou o processo de desligamento dos agentes. Sob a vigência da proteção judicial, em março de 2015 o Grupo Bertin apresentou à Aneel uma carta solicitando a celebração de

um termo de ajuste de conduta, de forma que a entrada de operação das térmicas e o início da vigência dos contratos de fornecimento fossem postergados para 14 de julho de 2016. A empresa também pedia o reconhecimento de excludente de responsabilidades, alegando que a principal razão dos atrasos foi a demora do MME em autorizar a mudança das características técnicas dos empreendimentos. No entanto, a Procuradoria Geral da Aneel entendeu que inexistia "causa excludente de responsabilidade" que justificasse a postergação do cronograma de implantação dos empreendimentos. (Agência CanalEnergia – 07.01.2016)

Bertin Energia tentará recorrer na justiça para continuar obras das térmicas

Prestes a sofrer as consequências dos desligamentos de seis térmicas, o Grupo Bertin Energia informou que já apresentou apelação contra a sentença do Juiz Waldemar Cláudio de Cavalho, titular da 14ª Vara do DF, que derrubou o mandado de segurança que a empresa havia obtido anteriormente. "A depender do andamento da apelação, o Bertin acionará as demais prerrogativas processuais para proteção de seus interesses. Importante registrar que a mesma decisão, hora processada pela CCEE, reconheceu parcialmente a mora do regulador – fato omitido pela CCEE, o que reforça a confiança do Bertin no mérito de suas reivindicações", escreveu em nota. A Bertin informou que tem interesse e condições de concluir os empreendimentos. Disse que vem mantendo seguidas discussões com os reguladores, com o propósito de recuperar a segurança jurídica dos projetos. Também disse que foram apresentadas, e estão em análise pelo regulador, alternativas que viabilizem a continuidade das obras. A empresa afirmou que, em uma visão global, o complexo de seis usinas, com capacidade de geração de 1.056 MW, "encontra-se com cerca de metade das obras já executadas, inclusive a infraestrutura de transmissão de energia". Disse que duas das seis usinas, com capacidade instalada de 352 MW, estão praticamente prontas e que os equipamentos de geração necessários para todo o complexo estão produzidos e disponíveis para implementação plena do complexo, localizado na Bahia. "O montante de recursos já investido é expressivo e foi até agora suportado exclusivamente pelos acionistas, sem qualquer participação de outras fontes de recursos, sejam bancos ou agências de fomento", afirmou. "A Bertin Energia segue convencida de que seus argumentos são sólidos e que será encontrada uma solução que permita a conclusão das usinas em referência." (Agência CanalEnergia – 07.01.2016)

Petrobrás reduz em US\$ 32 bi previsão de investimentos até 2019

A Petrobrás reduziu em US\$ 32 bilhões sua previsão de investimentos para o período entre 2015-2019, para um total de US\$ 98,4 bi, informou nesta terça-feira a estatal. O montante previsto inicialmente no PGN 2015-2019 para o período era

de US\$ 130,3 bi. A redução, segundo a empresa, decorre da otimização do portfólio de projetos (-US\$ 21,2 bi) e do efeito cambial (-US\$ 10,7 bi). Em fato relevante enviado à Comissão de Valores Mobiliários (CVM), a empresa detalha que do total previsto até 2019, a maior parte será destinada à área de Exploração e Produção, que receberá 81% do investimento projetado, ou US\$ 80 bi. O segmento de Abastecimento ficará com 11% dos investimentos previstos, o equivalente a US\$ 10,9 bi. Já o segmento de Gás e Energia receberá 6% da verba, ou US\$ 5,4 bi, enquanto demais áreas receberão US\$ 2,1 bi. A empresa detalha ainda que no ano de 2015 os investimentos devem somar US\$ 23 bi e cair para US\$ 20 bi em 2016. A empresa informa também suas projeções de gastos operacionais gerenciáveis. A realização prevista para 2015 permanece em US\$ 29 bi e a programação para 2016 está sendo revista no âmbito do detalhamento do orçamento anual em curso. A previsão inicial era de que os gastos operacionais gerenciáveis somassem US\$ 21 bi em 2016. Os desinvestimentos da estatal para o biênio 2015-2016 foram mantidos em US\$ 15,1 bi, tendo atingido o montante de US\$ 700 milhões em 2015. Os ajustes no PNG 2015-2019 refletem novas premissas da Petrobrás em relação ao Brent e ao câmbio. Para 2016, a estatal projeta um Brent médio de US\$ 45 o barril e um dólar a R\$ 4,06. A princípio, o PNG 2015-2019 considerava um Brent de US\$ 70 o barril, número revisado para US\$ 55 por barril em outubro passado. No caso do dólar, o número inicial, de R\$ 3,26, já havia sido revisado para R\$ 3,80 em outubro. (O Estado de São Paulo – 12.01.2016)

Aggreko fornece 40 MW para ilha de Guam

A Aggreko fornecerá 40 MW para a usina termelétrica de Cabras, localizada na ilha de Guam, no Pacífico. A empresa fechou o contrato em regime turnkey, após vencer licitação realizada no segundo semestre de 2015 pela Autoridade de Energia de Guam, geradora e distribuidora da região. A licitação foi convocada pela geradora em razão de danos causados em duas unidades geradoras da usina por um incêndio no final de agosto do ano passado. Na ocasião, as unidades 3 e 4 chegaram a derramar óleo combustível no oceano e foram desligadas. Ao todo, a usina possui quatro unidades e soma 276 MW de capacidade. A nova unidade fornecida pela Aggreko possui motores Tier II e característica flexível e modular, que oferece a opção de complementar ou reduzir a potência conforme necessário. O valor do contrato não foi divulgado. O prazo de fornecimento será de um ano. A empresa será responsável pelos serviços de engenharia, transporte, abastecimento, instalação, comissionamento, certificação pela Agência de Proteção Ambiental Americana (EPA, na sigla em inglês), operadores locais e descomissionamento ao final do período. (Agência Brasil Energia – 12.01.2016)

Gasmig vai instalar 90 km de gasodutos

A Gasmig fechou nesta quinta-feira (21/1), com a construtora Thompson e Azevedo, o contrato de instalação de 90 km de dutos em polietileno de alta densidade (PEAD) para distribuição de gás natural nas cidades mineiras de Belo Horizonte e Nova Lima. O investimento da concessionária no empreendimento foi de R\$ 44,17 mi. O projeto, previsto para ser iniciado em março deste ano, inclui a expansão da rede de distribuição dos bairros Lourdes, Buritis, Cruzeiro, Carmo, Sion e Vila da Serra, além de início do fornecimento de gás em Santa Lúcia, Santo Antônio, São Pedro e Anchieta. As obras devem ser concluídas em março de 2018, segundo a Gasmig. O diretor Técnico da distribuidora mineira, Luiz Jorente, afirmou que, em 2016, “a Gasmig segue firme no propósito de aumentar a oferta de gás natural canalizado em Belo Horizonte e em todo o estado, proporcionando um energético competitivo, operacionalmente seguro e ambientalmente sustentável”. O planejamento estratégico da companhia prevê a conexão de 15 mil novos clientes em 2016, mais 25 mil em 2017 e outros 40 mil em 2018, totalizando 80 mil novas unidades consumidoras de gás natural em Minas Gerais ao final dos próximos três anos, informou o diretor-presidente da Gasmig, Eduardo Andrade. (Agência Brasil Energia - 21.01.2016)

SCGÁS forma parceria com distribuidora portuguesa Dourogás

A distribuidora SCGÁS formou uma parceria com a companhia portuguesa Dourogás para desenvolver estudos sobre a aplicação de modais de distribuição de gás natural em Santa Catarina. Em encontro realizado na última terça-feira (19/1), o presidente da SCGÁS, Cósme Polêse, e o CEO da Dourogás, Nuno Moreira, definiram a criação de um protocolo de entendimento entre as empresas. Atualmente, a Dourogás atende a pequenos e grandes consumidores de 30 cidades, cerca de 25% do mercado de gás de Portugal, por meio de modais de distribuição virtual. Esses equipamentos dispensam a interligação de gasodutos, reduzindo gastos com obras de infraestrutura para a conexão de novos municípios. O objetivo inicial da distribuidora catarinense é utilizar os modais para atender de seis a dez indústrias instaladas em alguma cidade que ainda não tenha rede canalizada. Esse novo mercado poderia consumir aproximadamente 120 mil m³ de gás natural, o que representa 8% do total distribuído hoje no estado. “Portugal é um país com espaço geográfico similar ao catarinense e mercado com perfis de consumo similares. As soluções de distribuição desenvolvidas pela Dourogás na Europa ajudam a SCGÁS em um grande desafio: velocidade no atendimento a regiões distantes da rede de Santa Catarina”, afirmou Polêse. (Agência Brasil Energia - 22.01.2016)

Petrobras diz que não foi intimada sobre suspensão da venda de 49% da Gaspetro

A Petrobras informou hoje (26) que não foi intimada sobre a liminar concedida pelo juiz federal João Paulo Pirôpo de Abreu, da cidade de Paulo Afonso, na Bahia, que suspende a venda da participação de 49% da Petrobras Gás S.A (Gaspetro) pela companhia. Na operação, concluída no dia 28 de dezembro de 2015, a empresa japonesa Mitsui Gás e Energia do Brasil (Mitsui-Gás) desembolsou R\$ 1,93 bi (US\$ 700 mi). Em comunicado à Agência Brasil, a estatal disse que a defesa, mediante as medidas judiciais cabíveis, será feita oportunamente. A companhia destacou que a venda foi “realizada dentro da absoluta legalidade e aprovada, sem restrições, pelo Cade”. No texto da decisão de ontem (25), o juiz determina indisponibilidade dos bens da empresa japonesa, o impedimento da Mitsui para executar e operar as atividades de distribuição de gás provenientes do negócio debatido nos autos. Além disso, pede que sejam intimadas a Petrobras, a Gaspetro e a Mitsui para apresentar à Justiça, no prazo de cinco dias, cópia de toda a documentação relativa à venda. O juiz classificou a operação de "transação vultosa" e disse que, caso seja confirmada a ilegalidade, poderá provocar "grande prejuízo aos cofres públicos". No dia de conclusão da compra da Gaspetro pela Mitsui, a Petrobras informou que, com os recursos, tinha sido atingida a meta do programa de desenvolvimento da empresa e que a operação, “realizada através de processo competitivo, faz parte do programa de desinvestimentos previstos no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019”. (Agência Brasil – 26.01.2016)

Justiça da BA suspende venda da Gaspetro

Uma liminar concedida pela Justiça Federal da Bahia determinou a suspensão imediata da venda de 49% da Gaspetro para a japonesa Mitsui. O negócio, de R\$ 1,93 bi, foi concluído às vésperas do fim do ano passado e está previsto para entrar no balanço da Petrobras do quarto trimestre de 2015. A decisão foi concedida pelo juiz João Paulo Pirôpo de Abreu, atendendo a uma ação popular apresentada por José Gama Neves, membro da direção do DEM, e intima a Mitsui Gás e Energia do Brasil e a Petrobras a apresentarem, num prazo de cinco dias, a cópia de toda a documentação relativa ao negócio. A liminar também impede a multinacional japonesa de operar os ativos envolvidos no negócio. Na decisão, o juiz alega falta de transparência sobre os critérios que determinaram o valor envolvido na transação e sobre as implicações do negócio sobre o controle da distribuidora estadual Bahiagás, que tem ações em poder da Gaspetro, da Mitsui e do governo estadual da Bahia. O juiz também argumentou que não ficou claro se houve concorrência na venda do ativo e destacou que a transação pode ter sido usada como instrumento para se alcançar, "a qualquer custo", a meta de desinvestimento de US\$ 700 mi em 2015, "sem, contudo, atentar para os procedimentos legais prévios e a valorização real de mercado dos ativos". A Petrobras informou que não foi comunicada da decisão e que oportunamente

fará sua defesa "mediante as medidas judiciais cabíveis". Alegou, ainda, que a operação foi realizada dentro da absoluta legalidade e aprovada, sem restrições, pelo Cade. (Valor Econômico – 27.01.2016)

Grupo Bolognesi planeja térmica a GNL para Santos

A EPE não identifica empreendedores inscritos em leilões, mas um dos três projetos termoeletrônicos movidos a gás previstos para o estado de São Paulo e cadastrado no A-5, programado para março próximo, é do grupo Bolognesi. A usina Nova Santa Maria ficará em Santos e está com processo de outorga em andamento na Aneel, para capacidade de 516,3 MW. Também já foi iniciado no Ibama o procedimento de licenciamento prévio. A usina será movida a GNL cujo fornecimento ficará por conta de um terminal próprio de regaseificação, onde vão atracar navios que trarão o combustível do exterior. Em meados de maio do ano passado, o então presidente da Comgás, Luiz Henrique Guimarães, hoje presidente da Raízen, ambas do Grupo Cosan, comentou que havia interesse do governo paulista em estimular investimentos na instalação de um terminal de GNL em Santos, não só para aproveitamento de potencial termelétrico, como também para antecipar ao mercado uma oferta de gás natural que só virá na medida em que sejam retomados os projeto de extração da região do pré-sal. A iniciativa do Grupo Bolognesi no litoral, caso obtenha sucesso no leilão regulado, pode viabilizar essa perspectiva de formação de consumo firme. Com sede em Porto Alegre, o Bolognesi se destacou no final de 2014 ao conseguir negociar em leilão do governo (A-5) dois projetos térmicos associados a terminais de regaseificação. Os empreendimentos somam perto de 2.400 MW e vão ser construídos no Rio Grande (RS) e em Suape (PE), a um investimento estimado em R\$ 6 bi. A térmica de Santos, portanto, pode ser o terceiro projeto da empresa nesses mesmos moldes. (Agência Brasil Energia – 26.01.2016)

Petrobras ainda não foi intimada sobre suspensão da venda da Gaspetro

A Petrobras informou nesta quarta-feira (27/1) que ainda não foi intimada sobre a decisão da Justiça Federal da Bahia da suspensão da venda de 49% da Gaspetro para a Mitsui. A decisão foi tomada pelo juiz João Paulo Pirôpo de Abreu, atendendo a uma ação popular contra a operação. A petroleira ressaltou que a transação foi realizada dentro da legalidade e que, oportunamente, fará sua defesa mediante as medidas judiciais cabíveis. A liminar da justiça baiana exige que a Petrobras apresente em até cinco dias a cópia de toda a documentação da operação. Além disso, a decisão também impede a Mitsui de realizar a distribuição de gás por meio da Gaspetro e pede a indisponibilidade dos bens da companhia japonesa. De acordo com a Justiça da Bahia, as negociações envolvendo empresas públicas devem ser realizadas por meio de licitação prévia.

O juiz critica também a falta de transparência e publicidade da negociação e argumenta que a subsidiária foi vendida por menos da metade das estimativas feitas pelos bancos JP Morgan e Brasil Plural, que calculavam seu valor em mais de R\$ 5 bi. A operação já havia sido suspensa pela Justiça da Bahia no mês passado, logo após a aprovação sem restrições pelo Cade. O próprio Cade já havia chegado a instaurar um processo movido pela Comgás, que dizia se sentir lesada pelo favorecimento à mudança de seus clientes industriais para área da GasBrasiliano. A FUP também vem contestando a transação desde que foi aprovada pelo Conselho de Administração da Petrobras. Há três meses, a organização abriu uma Ação Civil Pública na Justiça Federal do Rio de Janeiro, questionando a transparência da negociação. Os petroleiros questionam o fato de Murilo Ferreira, que ocupava a presidência do Conselho de Administração da Petrobras na época da negociação, também era presidente da Vale, que tem a Mitsui como um de seus controladores. Apesar dos questionamentos, no final de dezembro, a Petrobras anunciou a conclusão da venda da Gaspetro. A operação, no valor de R\$ 1,93 bi, foi anunciada em outubro de 2015, como a principal operação do Programa de Desinvestimentos previsto no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 da companhia. (Agência Brasil Energia - 27.01.2016)

Petrobras prevê despesa cinco vezes maior para manter térmicas este ano

A Petrobras quintuplicou suas provisões para manutenção de usinas termelétricas em 2016, programando gastos de R\$ 691 mi, ante um orçamento de R\$ 136 mi, que já foi insuficiente em 2015. A conta reflete o fim de um quadriênio em que o crescimento da oferta de energia da Petrobras cresceu 65%, com a instalação de apenas uma nova usina comercial. Até o terceiro trimestre de 2015, a petroleira já havia gastado R\$ 181 mi na manutenção de suas 31 usinas termelétricas, que somadas têm 6,2 GW de potência. Os custos com a manutenção do parque, em nove meses, já superaram em 33% o orçamento para o ano inteiro, estimado inicialmente em R\$ 136 mi. Contatada pela reportagem da Brasil Energia, a Petrobras disse que não iria comentar o assunto. Ainda que alinhado ao movimento de cortes de gastos da Petrobras, o orçamento de 2015 era claramente um ponto fora da curva, pois representou uma redução de 61% ante o que foi gasto em 2014 (R\$ 351 mi). O orçamento do ano passado também estava completamente deslocado da demanda pelas UTEs da petroleira, que após atingirem um pico de 4.761 MW médios/dia gerados em 2014, subiram mais 1,44% até o terceiro trimestre - antes da chegada do verão. Operando praticamente sem interrupção, de acordo com dados da CCEE de 2015, as UTEs da Petrobras têm, em sua grande maioria, mais de dez anos de vida. Do total de 31 usinas, 20 operam exclusivamente voltadas para o mercado - outras são associadas a plantas de refino ou fertilizantes -, representando 5,5 GW de potência, sendo que 74% dessa capacidade vem de máquinas com 12 a 15 anos

de idade. Contudo, a maior demanda por energia termelétrica não veio acompanhada de melhores resultados financeiros para a área de Gás e Energia da Petrobras. Em 2015, a petroleira conseguiu pela primeira vez registrar crescimento no lucro do segmento, que fechou em nove meses a R\$ 1,750 bi, revertendo um prejuízo de R\$ 1,293 bi no mesmo período do ano anterior. Ocorreu que com a queda do preço do barril de petróleo, o gás que precisa ser importado para abastecer as térmicas – não só as da Petrobras –, também deram uma folga, elevando a margem de comercialização do energético. Nos anos anteriores, o preço do gás foi o calcanhar de Aquiles do G&E da Petrobras. Com o barril do Brent valendo mais de US\$ 100, a petroleira pagou a conta da alta na demanda termelétrica e viu o lucro do segmento sair de R\$ 1,638 bi em 2012 até um prejuízo de R\$ 936 mi, em todo o ano de 2014. (Agência Brasil Energia – 27.01.2016)

Diretoria de Gás e Energia da Petrobras é extinta

No plano de reestruturação interna da Petrobras aprovado nesta quarta-feira pelo Conselho de Administração a diretoria de Gás e Energia foi extinta e suas atividades passaram para a diretoria de Abastecimento. A proposta prevê a extinção de cargos gerenciais com a redução de gratificações. A diretoria de Abastecimento passará a se chamar de Refino e Gás. Com isso, o número de diretorias será reduzido de sete para seis. Inicialmente, a informação que se tinha é que não haveria mudança no número de diretorias. Numa decisão tomada mais cedo do que era esperado inicialmente, o Conselho de Administração da Petrobras aprovou nesta quarta-feira o plano de reestruturação interna de governança da companhia. De acordo com uma fonte próxima, os objetivos principais, além da redução de custos, são tornar a companhia mais enxuta e flexível, bem como aumentar o controle sobre a gestão de executivos em cargos gerenciais. Na manhã desta quinta-feira, o presidente da Petrobras, Aldemir Bendine, fará uma coletiva de imprensa para detalhar o plano. (O Globo – 28.01.2016)

Presidente da Petrobras garante que venda da Gaspetro não traz prejuízos à empresa

Quanto à decisão do juiz federal João Paulo Pirôpo de Abreu, da cidade de Paulo Afonso, na Bahia que concedeu liminar suspendendo a venda da Gaspetro à empresa japonesa Mitsui Gás e Energia do Brasil (Mitsui-Gás) por R\$1,93 bi (US\$ 700 mi), o presidente Aldemir Bendine disse que a Petrobras ainda não foi notificada sobre a decisão, mas lembrou que a operação já foi concluída e a companhia recebeu os recursos. Ele completou que é preciso analisar o alcance da liminar, mas diz que não vai trazer prejuízo à empresa. “É lógico que isso não

vai trazer nenhum tipo de abalo à companhia, caso haja necessidade de reversão de negócio em um caso extremo. O valor envolvido cabe com folga dentro do caixa da companhia hoje, mas pelo que eu li na imprensa sobre a decisão judicial, ela está mais do ponto de vista do questionamento do negócio e explicar ou apresentar novos documentos sobre o processo de alienação, algo que a gente responde com extrema tranquilidade”. A liminar concedida pelo juiz federal João Paulo Pirôpo de Abreu, da cidade de Paulo Afonso, na Bahia, suspende a venda da participação de 49% da Petrobras Gás S.A (Gaspetro) para a companhia japonesa no dia 28 de dezembro de 2015. (Agência Brasil – 28.01.2016)

Potigás inicia obras para atender região industrial do RN

A Potigás iniciou nesta semana às obras de conexão da região industrial do município de Goianinha, no agreste do Rio Grande do Norte, à sua rede de distribuição de gás natural. O projeto prevê a instalação de 8,5 km de dutos com investimento de R\$ 5,23 mi. O objetivo da concessionária é concluir o projeto em 90 dias, até o final de abril deste ano, antes do prazo previsto em contrato. As obras começaram com movimentação de cargas, maquinário pesado e assentamento das tubulações, de acordo com a Potigás. Também no primeiro semestre de 2016 está prevista a instalação da Cerâmica Elizabeth na região. A unidade consumirá cerca de 40 mil m³/dia de gás natural na primeira fase de implantação, volume que pode duplicar até o final de 2017. “Ao estender a rede de distribuição da Potigás até o Distrito Industrial de Goianinha, viabilizamos o atendimento à Cerâmica Elizabeth e abrimos perspectivas para o fornecimento de gás natural às demais indústrias e estabelecimentos comerciais da região”, explicou o diretor presidente da empresa, Beto Santos. Em matéria publicada na edição de setembro da revista Brasil Energia, representantes das indústrias de cerâmica, química e de alumínio do país – maiores consumidoras de gás natural – contaram como estão enfrentando a perda de competitividade causada pela retirada dos descontos praticados pela Petrobras no preço do combustível. (Agência Brasil Energia – 28.01.2016)

Regaseificação de GNL pela Petrobras aumenta em mais de 20%

Para compensar a redução da oferta nacional de gás natural, a Petrobras aumentou a regaseificação de GNL em quase 22%, de acordo com boletim do MME referente a novembro de 2015. Os três terminais da empresa regaseificaram 20,98 milhões de m³/dia em novembro contra 17,23 milhões de m³/dia do mês anterior. O terminal de regas da Bahia foi o responsável pelo aumento, produzindo 13,82 milhões de m³/dia de gás natural, volume 47% superior ao registrado em outubro de 2015. As outras duas unidades, da Baía de Guanabara (RJ) e Pecém (CE), regaseificaram 4,27 milhões de m³/dia e 2,89 milhões de

m³/dia de gás, respectivamente. Como o volume de importação de gás da Bolívia é fixado por um contrato de longo prazo, a Petrobras precisou compensar a baixa disponibilidade de gás comprando mais GNL no mercado exterior. O combustível custou, em média, US\$ 7,06 por milhão de BTU em novembro, considerando o valor Free on Board (FOB) pago pela petroleira. No mercado interno, a Petrobras vendeu gás natural a US\$ 6,0547/milhão de BTU no mês, de acordo com o ministério. O valor já está totalmente sem os descontos antes aplicados pela Nova Política de Preços (NPP), que foi encerrada no ano passado. A Petrobras ofertou, em média, 44,93 milhões de m³/dia de gás natural em 2015, produzido em território nacional. Já o volume total ofertado ao mercado, que inclui a importação de GNL e do gás boliviano, totalizou 95,03 milhões de m³/dia. (Agência Brasil Energia - 28.01.2016)

Reestruturação da Petrobras atinge área de Gás Natural e Energia

A Petrobras anunciou nesta quinta-feira, 28 de janeiro, que vai promover uma reestruturação na sua diretoria, aprovada em reunião do Conselho de Administração. De acordo com a empresa, o objetivo é torná-la mais competitiva em virtude da nova realidade da indústria de óleo e gás e do seu plano de negócios. A reestruturação envolve a redistribuição de atividades, fusões e a revisão do modelo decisório. A redução de custos estimada com as mudanças deve chegar a R\$ 1,8 bi. Também está prevista redução de pelo menos 30% no número de funções gerenciais em áreas não operacionais. A primeira fase da reestruturação resultará na redução de 14 funções na alta administração. O número de diretorias cairá de sete para seis com a junção das diretorias de Abastecimento e Gás e Energia. Já o total de funções gerenciais ligadas diretamente ao Conselho de Administração, ao presidente e aos diretores será reduzido de 54 para 41. A segunda fase, prevista para fevereiro, abrangerá as demais funções do corpo gerencial. As nomeações e a alocação de equipes ocorrerão a partir de março. Serão criados seis Comitês Técnicos Estatutários compostos por gerentes executivos que terão a função de analisar previamente e emitir recomendações sobre os temas que serão deliberados pelos diretores, que serão corresponsáveis nos processos decisórios. Por seu caráter estatutário, os atos dos comitês estarão sujeitos à fiscalização da Comissão de Valores Mobiliários. Para aumentar a rentabilidade dos negócios, o novo modelo promove a fusão de áreas para melhor aproveitamento das sinergias entre elas. Desta forma, Abastecimento e Gás & Energia passarão a compor a Diretoria de Refino e Gás Natural. (Agência CanalEnergia - 28.01.2016)

Petrobras diz não ter sido notificada sobre liminar da Gaspetro

A Petrobras informou nesta quinta-feira, em resposta ao pedido de esclarecimento da Secretaria de Acompanhamento de Empresas da CVM, que ainda não foi notificada sobre a liminar concedida pela Justiça Federal da Bahia que suspende a venda de 49,9% da Gaspetro para a japonesa Mitsui, um negócio de R\$ 1,9 bi. A estatal afirma que foi informada sobre o caso pela imprensa e que finalizou a venda "dentro da absoluta legalidade, e obteve todas as aprovações necessárias, sem restrições". A decisão judicial foi concedida na segunda-feira pelo juiz João Paulo Pirôpo de Abreu, atendendo a uma ação popular apresentada por José Gama Neves, membro da direção do DEM, e intima a Mitsui Gás e Energia do Brasil e a Petrobras a apresentarem, num prazo de cinco dias, a cópia de toda a documentação relativa ao negócio. A liminar impede, ainda, a multinacional japonesa de operar os ativos provenientes do negócio. (Valor Econômico - 29.01.2016)

Comgás aposta em inovação para manter crescimento

Apesar de sofrer os efeitos da valorização do dólar e da redução da demanda, a Comgás está conseguindo manter o ritmo de crescimento buscando inovações tecnológicas que aumentam o uso do gás natural, afirmou o presidente da companhia, Nelson Gomes, em sua primeira entrevista desde que assumiu o cargo, no começo de janeiro. "Em que pese toda a conjuntura econômica que estamos atravessando, temos conseguido fazer com que os resultados cresçam graças à inovação, essa forma de buscar incansavelmente novos usos e aplicações para o gás natural", disse Gomes, que até então era presidente da Cosan, controladora da Comgás desde 2012. Esses projetos passam, por exemplo, pela construção de uma rede integrada alimentada por gás natural comprimido para abastecer Campos do Jordão, expandindo a área de fornecimento dentro da área de concessão. A Comgás investe também na cogeração de energia usando gás natural para clientes industriais e residenciais, e no desenvolvimento de produtos como geradores que utilizam diesel (40%) e gás natural (60%). Até o fim de setembro de 2015, a Comgás tinha 1,5 milhão de clientes interligados à rede, com potencial para outros 7,5 milhões de clientes em toda a área de concessão. O objetivo, no longo prazo, é chegar a esses consumidores. "Inovação, tanto para novos usos de gás quanto para o barateamento dos custos de conexão, são investimentos que vamos fazer pelo resto da vida. São coisas que teremos de fazer sempre para buscar novos caminhos para levar energia de forma competitiva para os consumidores", afirmou Gomes, completando que é no momento de crise que a companhia aproveita para pensar no que pode fazer para melhorar a eficiência e baratear o serviço. (Valor Econômico - 01.02.2016)

Comgás amplia investimento frente à queda no volume de gás distribuído

Segundo o presidente da Comgás, Nelson Gomes, nos primeiros nove meses do ano passado, a Comgás reportou queda de 2,8% no volume total de gás distribuído. Os projetos passam, por exemplo, pela construção de uma rede integrada alimentada por gás natural comprimido para abastecer Campos do Jordão, expandindo a área de fornecimento dentro da área de concessão. A Comgás investe também na cogeração de energia usando gás natural para clientes industriais e residenciais, e no desenvolvimento de produtos como geradores que utilizam diesel (40%) e gás natural (60%). Sem essas medidas utilizadas para expandir o número de conexões, a queda teria sido muito maior, disse Gomes. "Nossos planos são sempre de cinco anos, nossa visão é de longo prazo. A conjuntura econômica mais dia menos dia vai mudar, claro que as sementes que plantamos hoje vamos colher os frutos lá na frente", afirmou. Para garantir a oferta de gás natural no longo prazo, a companhia conta com alternativas como gás natural liquefeito (GNL) importado, gás transportado da Bolívia via gasoduto, ou ainda o gás do pré-sal. O Rota 4, projeto de gasoduto vindo do pré-sal anunciado em julho do ano passado, ainda está nos planos da Comgás, mas para 2025. "Um dia os preços do petróleo voltam a subir, o investimento voltará a ser viável, queremos estar preparados para esse dia", afirma. O gás natural é competitivo para as indústrias, mas a grande dificuldade ainda é o acesso à rede de distribuição. "Até abastecemos de caminhão enquanto estamos construindo a rede, mas a partir do momento em que temos a possibilidade de fazer chegar à indústria, dificilmente temos uma fonte de energia tão competitiva como o gás natural", disse o executivo. (Valor Econômico - 01.02.2016)

Comgás apresenta sua nova marca

Em meio à consolidação da estratégia de buscar novas formas de aplicação do gás natural, a Comgás apresenta hoje ao mercado e aos consumidores sua nova marca. A companhia contratou uma consultoria responsável pelas mudanças, em um trabalho que durou sete meses. Sobre a percepção do mercado, em que a volatilidade tem marcado os últimos pregões, Gomes se mostrou confiante. "Esse é o momento de olhar para dentro da empresa, ser mais eficiente, gerar valor para o acionista e para o cliente, que é quem nos remunera. Com o tempo, o valor disso certamente será refletido no preço das ações", afirmou. (Valor Econômico - 01.02.2016)

S&P revê ratings de 20 empresas de petróleo e gás nos Estados

A agência de classificação de risco Standard & Poor's (S&P) reavaliou o rating de 20 empresas do setor de óleo e gás dos Estados Unidos, após novas projeções sobre os preços de petróleo. Segundo a S&P, com a nova redução nas projeções

de preço da commodity, a maioria das companhias continuará diminuindo seus investimentos e focando nas propriedades principais e perfuração. “No entanto, essas medidas, em sua maioria, são insuficientes para compensar a significativa piora esperada nas medidas de crédito do rating nos próximos anos”. Entre as principais companhias, a agência rebaixou o rating da Chevron de ‘AA’ para ‘AA-’, com perspectiva estável; cortou a nota da Apache de ‘BBB+’ para ‘BBB’, com perspectiva estável e reduziu o rating da Hess de ‘BBB’ para ‘BBB-’, com perspectiva estável. A S&P também colocou o rating da Exxon Mobil, atualmente em ‘AAA’, em observação para possível rebaixamento, com implicações negativas. A agência acredita que as medidas de crédito da Exxon continuarão fracas até 2018. No ano passado, a agência Moody’s já tinha colocado 120 empresas do setor de energia em observação negativa, sendo que desse total, 69 eram americanas. A Exxon não fazia parte dessa lista. (Valor Econômico – 02.02.2016)

Negociação de acordo de gás com a Bolívia deixa Petrobras de lado

O governo brasileiro deixou a Petrobras de lado nas negociações para a renovação do acordo de compra de gás da Bolívia, que vence em 2019. Em vez de um negócio feito entre as estatais Petrobras e YPFB, como ocorreu em 1999, a ideia do governo brasileiro é promover um chamamento público a empresas em geral que queiram atuar no gasoduto pelo lado brasileiro. Segundo fonte do governo, há grupos privados e empresas de gás estaduais interessadas em atuar nos diferentes serviços envolvendo o acordo, como o de comercialização. A Bolívia vem pressionando o governo brasileiro desde 2015 a antecipar a renovação do acordo, como forma de assegurar a continuidade da demanda. Os vizinhos temem que a exploração do pré-sal reduza a atratividade do produto. Mesmo com o preço do gás em patamar vantajoso ao Brasil e a demanda no curto prazo para indústrias e termelétricas, o Brasil ainda está conversando com investidores interessados em prestar os serviços necessários para atuação no Gasbol, o Gasoduto Bolívia-Brasil. (O Globo – 05.01.2016)

Abegás e Petrobrás negociam mudança de preços

O executivo da Abegás, Augusto Salomon, conta que a associação tenta negociar com a Petrobras uma mudança na fórmula de preços. A estatal tem dois tipos de contrato de gás para terceiros, sem contar o GNL que é importado prioritariamente para suprimento de termelétricas quando aumenta a demanda do mercado de energia elétrica. Um dos contratos é o NPP (Nova Política de Preços), que reflete preços do gás nacional, produzido no Brasil. Nele, a Abegás afirma que falta clareza sobre o que a parcela cobrada a título de preço do transporte pelos gasodutos da Petrobras. O outro contrato é o TCQ

(Transportation Capacity Quantity), que é atrelado ao preço de compra do gás importado da Bolívia - que varia trimestralmente de acordo com uma cesta de óleos. O TCQ também embute os custos da infraestrutura de transporte pela rede de gasodutos da estatal. A complexidade dos contratos desenhados pela Petrobras, única fornecedora do mercado brasileiro, é um bom demonstrativo da dificuldade de se replicar no Brasil os preços internacionais, já que em grande parte desses mercados as variações são relacionadas aos preços de mercado de forma mais aderente. Aqui, a estatal repassa custos de amortização de seus gasodutos. Questionada pelo Valor, a Petrobras respondeu que os dados referentes aos preços de compra de gás são confidenciais. Sobre os preços de venda, a estatal lembra que a venda para o consumidor final é monopólio estadual. Ricardo Pinto, diretor da consultoria Gas Energy, observa que se antes o gás boliviano era mais caro no Brasil, agora a Petrobras reequilibrou as curvas de preço do gás. "Mas quando os preços são trazidos [do dólar] para o real, o desembolso é maior [para o consumidor], porque o câmbio está alto, já que houve depreciação do real. Mas não vejo mais ninguém brigar por preço", afirma Pinto. Augusto Salomon, que levou a Petrobras ao Cade, diz que agora o menor problema é o transporte. "O maior problema é que diante do quadro econômico e do preço do gás, as distribuidoras estão comprando sem retirar, pagando por algo que não consomem. Daí o movimento para renegociar contratos, principalmente os volumes, já que grande maioria vence em 2019", afirma. (Valor Econômico - 04.02.2016)

Petrobrás coloca usinas térmicas, terminais de gás e gasodutos à venda

A Petrobrás quer sair do setor elétrico e colocou à venda suas 21 usinas térmicas, gasodutos e terminais de regaseificação, por onde chega em forma líquida o gás importado em navios. A conclusão do negócio esbarra, porém, em questões regulatórias, segundo um executivo de uma grande empresa do setor elétrico que quer comprar ativos. O plano geral da Petrobrás de venda de ativos para reforçar o caixa pretende arrecadar, no total, US\$ 57,7 bi (o equivalente a cerca de R\$ 225 bi). Mas, até agora, a empresa só conseguiu se desfazer de 49% de uma de suas subsidiárias, a Gaspetro, de distribuição de gás, por R\$ 1,9 bi. Ainda estão sendo negociadas parcerias na BR Distribuidora, concessões para a exploração e produção de petróleo e gás, uma fatia da petroquímica Braskem, fábricas de fertilizantes, terminais, dutos e navios, além das usinas. Com pouco dinheiro para investir no que considera o seu trunfo para enfrentar a crise - o pré-sal -, a Petrobrás decidiu deixar de ser uma empresa integrada de energia, presente do poço ao posto. A nova empresa será, prioritariamente, uma produtora de petróleo. Para tirar o plano de desinvestimento do papel, a empresa terá de superar a concorrência de programas semelhantes de petroleiras do mundo todo, afetadas pela queda do preço do petróleo. No Brasil, pesam ainda limitações

regulatórias. Para vender suas térmicas, a Petrobrás terá de, primeiro, chegar a um acordo com a ANP sobre a regulação dos gasodutos. (O Estado de São Paulo - 10.02.2016)

Petrobras identifica áreas com hidrato de gás

Um estudo da Petrobras demonstrou que existem áreas no litoral brasileiro com acumulações de hidratos de gás que podem se tornar fontes para produção de gás natural no futuro. As áreas identificadas pela petroleira incluem as bacias de Pelotas, próxima ao Rio Grande do Sul, e Foz do Amazonas, no litoral norte do país. Em novembro do ano passado, a Petrobras formou uma parceria com a japonesa Jorgmec para explorar e produzir hidratado de gás, óleo pesado e shale gás em depósitos não convencionais no Brasil. “Acreditamos que essa transferência de conhecimento será um fator decisivo para desenvolver a tecnologia a ser aplicada nas bacias de Pelotas e Foz do Amazonas”, informou a Petrobras em comunicado. O hidrato de gás consiste em uma molécula de gás que foi aprisionada em uma estrutura de água cristalizada devido a condições submarinas de temperatura e pressão. A companhia pondera que ainda não existe tecnologia capaz de explorar e produzir comercialmente esses reservatórios, em função da dificuldade técnica de garantir escoamento e estabilizar a produção de gás natural. O Japão foi pioneiro na extração de gás a partir de hidrato de metano em áreas offshore, sendo a Jorgmec responsável pelos primeiros testes de produção. A japonesa desenvolve tecnologia para extrair o gás de forma estável e minimizando o volume de perdas. Caso a produção se concretize no Brasil, o metano será consumido nos mercados locais ou transportado na forma GNL. A cooperação entre a petroleira brasileira e a Jorgmec foi iniciada em 2005, quando foi assinado um memorando de entendimento com o Cenpes, que foi estendido em 2009. Dois anos depois, as empresas assinaram um specific agreement com o E&P, cobrindo o acordo anterior, para analisar a viabilidade de produção de dutos flexíveis para as operações do pré-sal. (Agência Brasil Energia - 11.02.2016)

UTE Ouro Negro fecha contrato de fornecimento de carvão

A Ouro Negro Energia assinará nesta sexta-feira (5/2), com a Companhia Riograndense de Mineração (CRM), o contrato de fornecimento de carvão para abastecer a UTE Ouro Negro (600 MW), afirmou o presidente da empresa, Silvio Marques Dias Neto. O contrato com a CRM prevê um fornecimento flexível do combustível, entre 2 milhões de t/ano de carvão, quando a usina estiver gerando no mínimo (150 MW), e 5 milhões de t/ano, quando estiver na potência máxima (513 MW). A CRM é dona das maiores jazidas minerais do Rio Grande do Sul, totalizando 12 bilhões de t de carvão. O carvão deve ser extraído da jazida

Candiota, que fica próxima ao site da termelétrica. A usina será instalada no município de Pedras Altas-RS, e participará do próximo leilão A-5 da Aneel, marcado para 31 de março. O presidente da empresa prevê um investimento de US\$ 1,2 bi para a construção do empreendimento. Agência Brasil Energia – 11.02.2016)

Potigás reduz tarifa de gás em R\$ 0,06/m³

A Potigás reduziu o preço do gás natural no estado do Rio Grande do Norte, área de concessão da distribuidora. O energético ficará R\$ 0,06/m³ mais barato a partir deste mês, o que representa uma queda de 6,5% na tarifa antes paga pelas indústrias e de 4% naquela aplicada aos segmentos comercial e residencial. Além disso, a distribuidora espera uma redução em torno 4,8% para o GNV nos postos de combustível do estado. De acordo com a distribuidora, o novo cálculo tarifário é consequência da diminuição nos valores de compra do gás natural. Sobre a mudança, o diretor Administrativo Financeiro da Potigás, Paulo Campos, afirmou que “o gás natural passa a ser um indutor de desenvolvimento neste momento de crise. Estamos falando no aumento da competitividade para indústria e comércio, além da economia no orçamento doméstico e também para quem usa o GNV”. O plano de expansão da companhia ainda prevê intensificar as atividades de atração de novos clientes. “Nossa rede de distribuição está em constante expansão. Com a tarifa mais barata, a Potigás ampliará sua participação no mercado do Rio Grande do Norte”, declarou o diretor Técnico Comercial da distribuidora, José Ricardo Bezerra. (Agência Brasil Energia – 12.02.2016)

Para presidente da ABCM, Candiota I e II devem ser incluídos em programa de modernização

O velho problema da CGTEE se refere justamente à Candiota III, de 350 MW. Devido a problemas na caldeira, a usina opera com deficiência desde quando entrou em operação, em 2011. O índice de disponibilidade operacional da usina em 2013 (último dado público disponível) era inferior a 50%. Com isso, a CGTEE é obrigada a comprar energia no mercado de curto prazo para honrar seus compromissos, aumentando a bola de neve do prejuízo. Na época, a CGTEE culpou a fornecedora da caldeira, o grupo chinês Citic, pelo problema. Na prática, o equipamento apresentava desgaste acentuado ao utilizar o carvão brasileiro, mais abrasivo que o chinês. A estatal entrou, então, com processo de arbitragem internacional contra os chineses, mas até hoje não houve definição sobre o assunto. Segundo o presidente da Associação Brasileira do Carvão Mineral (ABCM), Fernando Zancan, além dos problemas já conhecidos da caldeira em Candiota III, as duas primeiras etapas do complexo termelétrico de

Candiota estão desativadas. O executivo propõe que os projetos de Candiota I e II sejam incluídos em um programa de modernização de térmicas a carvão, que será apresentado pela entidade ao MME nas próximas semanas. Na prática, segundo Zancan, a ideia é levar novos investidores para os mesmos locais onde encontram--se usinas a carvão desativadas. Esses investidores fariam a modernização dos projetos, incluindo tecnologias de queima limpa do energético, com a garantia de que teriam um contrato de fornecimento de energia de longo prazo. O objetivo de aproveitar o mesmo local é manter o funcionamento das minas situadas nas proximidades das antigas usinas. "Existe um impacto enorme da geração termelétrica a carvão no emprego e renda. São 1.700 MW de usinas que empregam 53 mil pessoas na cadeia produtiva. O impacto social de uma térmica a carvão é muito maior do que o de um parque eólico ou uma usina solar, por exemplo", diz Zancan. A Eletrobras confirmou a realização da reunião do conselho de administração hoje, porém informou que a pauta "não é aberta". (Valor Econômico – 17.02.2016)

SE Mauá 3 começa a operar com mais um transformador e traz mais segurança para Manaus

Entrou em operação no último domingo, 14 de fevereiro, mais um transformador na subestação Mauá 3, da Amazonas GT. A integração deste transformador reduz a necessidade de geração térmica no subsistema Mauá para atendimento do critério de desligamento de um dos transformadores dessa subestação, trazendo mais segurança ao fornecimento de energia na região. Outras ações estão em curso para aumentar o atendimento eletroenergético de Manaus e Região Metropolitana e fortalecê-lo, como a entrada em operação da UT Mauá 3 (570,4 MW). Com a entrada em operação de suas duas primeiras máquinas, previstas para o segundo semestre de 2016, a UTE Mauá 3 será a maior e mais moderna usina termelétrica de energia a ser construída para operar com 100% de gás natural na região Norte do Brasil, proveniente da bacia petrolífera de Urucu, localizada no município de Coari-AM. Uma vez conectada ao Sistema Interligado Nacional, a nova usina garantirá maior estabilidade e confiabilidade ao sistema elétrico da Região Norte. A UTE Mauá 3 foi configurada para operar em regime de ciclo combinado, utilizando da forma mais eficiente o volume máximo de 2.500.000 m³/dia de gás natural. Essa é uma tecnologia moderna, que aumenta a eficiência da usina e também minimiza os danos ambientais potenciais. Mauá 3 será composta por três unidades geradoras. Duas delas consumirão gás natural e a terceira funcionará com vapor superaquecido produzido dos gases desse processo, sem queima de combustível adicional. (Agência CanalEnergia – 16.02.2016)

Lucro da Comgás soma R\$ 240,5 mi no quarto trimestre

A Comgás apurou lucro de R\$ 240,5 mi no quarto trimestre do ano passado, alta de 61,2% a comparação anual. O lucro líquido normalizado pela conta corrente regulatória somou R\$ 179,6 mi, alta bem menos acentuada de 4,2%. Segundo a companhia, os resultados normalizados, que incluem as variações da conta corrente regulatória, refletem de forma mais adequada seu resultado econômico. A receita líquida da companhia cresceu 2,4% no trimestre, para R\$ 1,6 bi, refletindo os ajustes nas tarifas de vendas aplicados pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Artesp). A Comgás afirmou que o mix de vendas foi melhor, por conta do crescimento da participação dos segmentos residencial e comercial, mas destacou o efeito negativo da queda mais acentuada do consumo nos segmentos automotivo e industrial. As vendas totais de gás caíram 9,8% em volume no quarto trimestre, refletindo, principalmente, a retração de 10,3% no segmento industrial e de 10,8% no automotivo. O gás utilizado na termogeração caiu 8,6% no trimestre. No trimestre, o resultado antes de juros, impostos, depreciação e amortização (Ebitda) normalizado pela conta corrente regulatória foi de R\$ 314 mi no trimestre, queda de 2,9% na comparação anual, devido à queda no volume de vendas e o crescimento das despesas operacionais. Resultado anual A companhia teve uma receita de R\$ 6,6 bi em 2015, alta de 3,3% na comparação anual. O lucro apurado no período somou R\$ 698,9 mi, alta de 14,3%. A Comgás conectou aproximadamente 113 mil novos clientes, 112 mil deles no mercado residencial. Em 2015, a retração do volume de gás vendido caiu 4,5%. A queda mais acentuada foi no segmento automotivo, de 11,1%, seguido pelo industrial, de 5,6%. Os volumes vendidos caíram no ano e no trimestre, por causa da desaceleração da economia no país e o menor consumo de água devido à crise hídrica no Estado de São Paulo, segundo a empresa. (Valor Econômico – 18.02.2016)

Em 2016, Comgás quer ampliar carteira de clientes em 8%

A Comgás pretende ampliar em até 8% sua carteira de clientes em 2016, passando de 1.574 para 1.700 o número de unidades consumidoras de gás natural no estado de São Paulo. Essa é a projeção máxima calculada para o ano, divulgada no resultado financeiro da Comgás do quarto e último trimestre de 2015. Já a projeção mínima prevê 1.650 clientes ligados à rede da distribuidora até o final do ano. Quanto ao volume de gás natural comercializado, a previsão é manter o mesmo patamar do ano passado. Em 2015, a Comgás distribuiu 4,29 milhões de m³ de gás. Para 2016, a estimativa é ficar entre 4 milhões de m³ e 4,3 milhões de m³ do energético. O capex, no entanto, será enxugado. A distribuidora investiu R\$ 521 mi no passado, volume que pode cair até 11%, para R\$ 470 mi. No valor máximo projetado pela distribuidora paulista, o investimento ficará em R\$ 520 mi. O Ebitda, de R\$ 1,38 mi em 2015, deve ficar entre R\$ 1,35 mi e R\$ 1,45 mi nesse ano. (Agência Brasil Energia – 19.02.2016)

Vendas da Comgás sobem nos setores residencial, comercial e de cogeração

A Comgás registrou um aumento nos volumes de vendas de gás nos segmentos residencial, comercial e de cogeração no último trimestre de 2015, com alta de 1,6%, 3,0% e 3,2% em cada setor, respectivamente. A companhia também informou, através de balanço financeiro divulgado nesta quinta-feira (18/02), que o lucro da empresa no período, R\$ 240,5 mi, representa uma alta de 61,2% em relação ao quarto trimestre. O Ebtida da companhia nos últimos três meses do ano corresponde a R\$ 413,7 mi, 40% a mais do que no mesmo período do ano anterior. A receita da Comgás no trimestre de outubro a dezembro de 2015 foi de R\$ 1,64 bi, um crescimento de 2,4% em relação há um ano antes. Balanço anual: Os investimentos da Comgás em 2015 chegaram a R\$ 521 mi, com 73% do montante sendo destinado à expansão da rede de distribuição de gás. No mercado residencial, a empresa recebeu 112 mil novos clientes no ano, compensando o impacto da crise hídrica e do programa de Bônus da Sabesp. No mercado comercial, a Comgás contou mais de mil novos clientes. Em 2015, o lucro da Comgás chegou a R\$ 698,8 mi, 14,3% a mais que em 2014. O Ebtida da companhia foi de R\$ 1,5 bi, 6,6% a mais do que o registrado no ano anterior. A receita da empresa do período também teve alta, cerca de 3,3%, chegando a R\$ 6,5 bi no ano passado. (Agência Brasil Energia - 19.02.2016)

UTE Mauá 3 deve começar a operar em outubro deste ano

O estado do Amazonas deve receber até o fim de 2016 mais de 900 MW de energia nova, metade dela proveniente da nova termelétrica Mauá 3, que está sendo construída na capital e que começará a operar até outubro deste ano. A informação foi dada na última sexta-feira, 19 de fevereiro, pelo ministro de Minas e Energia, Eduardo Braga, durante uma visita ao estado. O ministro explicou que a UTE Mauá 3 (AM - 584 MW), em Manaus, já começa a operar em outubro, gerando quase 380 MW de potência, com duas turbinas a gás com capacidade aproximada de 187 MW cada uma. No primeiro semestre de 2017 deverá entrar em operação uma terceira turbina que aproveita o vapor gerado pelas duas máquinas anteriores e também conseguirá produzir energia, aumentando a capacidade do complexo de 380 MW para 584 MW, no denominado "ciclo combinado". Braga lembrou que a obra era para ter sido entregue pelos construtores em 2014, mas ficou paralisada quase dois anos, por questões judiciais. O ministro observou que a usina só existe por ser parte de um projeto de longo prazo, iniciado mais de uma década atrás. O ministro explicou que uma grande evolução também está ocorrendo no interior do estado, que não está conectada ao SIN. Já foram licitados 124 MW de energia emergencial. Ele anunciou também que, nesta semana a Aneel aprovou os primeiros leilões de produtores independentes no interior do Amazonas, para instalar até dezembro

mais 400 MW. Segundo ele, são 550 MW de energia nova no interior do estado vinda de produtores independentes, o que significa a possibilidade de mais desenvolvimento da região. (Agência CanalEnergia – 22.02.2016)

Potigás investe em campanha para ampliar carteira de clientes

Para aumentar a carteira de clientes, a Potigás investiu em uma campanha publicitária para informar aos consumidores dos segmentos comercial e residencial as vantagens do gás natural canalizado. A campanha, denominada Esqueça o Botijão, será veiculada em portais de notícias, emissoras de televisão e rádio, outdoors e revistas sobre restaurantes, bares e outros estabelecimentos comerciais. A aposta da Potigás, distribuidora de gás natural do Rio Grande do Norte, é que haverá um ampliação do número de consumidores interessados em receber gás natural por meio de gasodutos – abandonando o GLP, vendido em botijões –, principalmente na região metropolitana de Natal. Serão construídos 8,5 km de dutos até o final de abril, com R\$ 5,23 mi de investimento. (Agência Brasil Energia – 22.02.2016)

Petrobras recebe primeira carga de GNL produzida no Golfo do México

A Petrobras receberá nos próximos dias a primeira carga de gás natural liquefeito (GNL) produzida no Golfo do México, nos Estados Unidos. O combustível será transportado do terminal de Sabine Pass, em Louisiana, com 160 mil m³ de GNL, até a unidade de regaseificação da Petrobras na Baía de Todos os Santos (BA). O navio metaneiro Asia Vision foi carregado nesta quarta-feira (24/2). A operação comercial foi feita com a Cheniere, que está construindo sete instalações de liquefação de gás natural no GOM. Essa é a primeira carga produzida pela empresa e a primeira de GNL produzida nos Estados Unidos continental. Depois de regaseificado, o combustível será injetado na malha de gasodutos da Petrobras para atender ao mercado interno brasileiro, principalmente à demanda termelétrica. De acordo com a Petrobras, o negócio com a empresa norte-americana diversifica o portfólio de fornecedores da companhia, além de estabelecer uma parceria comercial na Bacia do Atlântico. (Agência Brasil Energia – 24.02.2016)

Rosneft inicia perfurações no Amazonas

Após concluir a compra dos ativos da PetroRio (ex-HRT) na Bacia do Solimões, no ano passado, a gigante russa Rosneft se prepara agora para iniciar suas primeiras perfurações no Amazonas. A companhia assumiu recentemente um compromisso com a ANP para perfurar ao menos sete novos poços até 2019, com o objetivo de avaliar as descobertas de gás natural feitas pela antiga operadora da área, a HRT. E já deu início aos primeiros investimentos na região, para

aquisição de dados sísmicos. A campanha de perfuração faz parte de um programa de trabalho traçado pela russa para aprofundar o conhecimento sobre as seis descobertas de gás na área. Os planos de avaliação de descobertas, recém-aprovados pela ANP, preveem a opção de perfuração de outros oito poços e compromissos para realização de vários testes nos poços perfurados e contratação de novas campanhas sísmicas. O Valor apurou que os trabalhos da Rosneft começam com a aquisição de dados sísmicos para avaliar os melhores locais para perfuração dos poços e que a companhia lançou a concorrência para contratar o primeiro levantamento sísmico no Solimões desde que assumiu a operação dos ativos. Segundo uma prestadora de serviços envolvida na negociação, o investimento inicial da russa nessa aquisição deve superar R\$ 100 mi. A entrada dos russos na exploração de gás no Amazonas se deu em 2011, quando a TNK-BP anunciou a compra de uma participação de 45% dos ativos exploratórios da HRT no Solimões, por nada menos que US\$ 1 bi. A investida pesada marcou também a estreia de uma petroleira russa no Brasil. A presença foi ampliada depois que a TNK-BP foi comprada pela Rosneft, que pagou outros US\$ 151 mi pela operação e pela fatia restante de 55% da HRT. Com isso, a empresa russa, após devolver algumas áreas, passou a deter 100% de participação em 16 blocos. Quando era operadora dos ativos, a HRT perfurou onze poços no Solimões, sendo oito deles com indícios de gás. Em 2013, a petroleira brasileira chegou a anunciar uma estimativa de produção de 4,5 milhões de metros cúbicos diários, com base nos volumes recuperáveis das descobertas anunciadas. O potencial corresponde à produção de Gavião Real, da Parnaíba Gás Natural, no Maranhão, o maior campo de gás operado por uma petroleira privada no país. Embora expressivo, os desafios para aproveitamento do gás no Solimões são enormes. A própria HRT entrou numa crise de credibilidade na Bolsa, justamente por ter descoberto apenas gás no Solimões, e não ter garantido as descobertas de petróleo que esperava encontrar na região. Localizada na selva Amazônica, as reservas do Solimões são de difícil monetização. A Petrobras opera um gasoduto entre o campo de Urucu até a capital Manaus (AM), mas o compartilhamento da infraestrutura nunca foi viabilizado. As melhores alternativas para monetização do gás do Solimões, segundo estudo conjunto da Petrobras com a Rosneft, incluem o uso do gás para geração de energia e a transformação do gás em GNL, que poderia ser transportado por balsas. (Valor Econômico - 29.02.2016)

Petrobras: produção de petróleo e gás cai 7,1% em janeiro

A produção média de petróleo e gás natural da Petrobras no Brasil, em janeiro, atingiu 2,47 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boed), o que representou uma redução de 7,1% na comparação com o volume produzido em dezembro de 2015. Segundo a companhia, essa redução ocorreu, principalmente,

em função de paradas programadas para manutenção em algumas plataformas com elevada produção, com destaque para P-58 (Parque das Baleias, com produção de 120 mil bpd), FPSO Cidade de Mangaratiba (Lula, com produção de 130 mil bpd) e P-48 (Barracuda/Caratinga, com produção de 50 mil bpd). A produção média de petróleo, no país, foi de 2 milhões de barris por dia (bpd). A média diária produzida no pré-sal brasileiro foi de 1,029 milhão boed e a produção de petróleo operada pela companhia nesta área foi de 822 mil bpd. A produção de gás natural no país, excluído o volume liquefeito, foi de 74,1 milhões de m³/dia. Em campos do exterior, a produção média da Petrobras atingiu 183 mil barris de óleo equivalente por dia. A produção de petróleo foi de 92 mil bpd, volume 4,2% abaixo do mês anterior. Segundo a Petrobras, essa redução deveu-se, especialmente, à parada para manutenção – já concluída – da produção do campo de Agbami, na Nigéria, e à menor produção no campo de Medanito, na Argentina, devido a questões climáticas. A produção de gás natural foi de 15,5 milhões de m³/d, 4,3% abaixo do volume produzido no mês anterior. Essa redução ocorreu, sobretudo, devido à parada para adequação da planta de gás da plataforma localizada no campo de Hadrian South, nos EUA. As informações foram divulgadas nesta segunda-feira, 29 de fevereiro. (Agência CanalEnergia – 29.02.2016)

ExxonMobil fornecerá GNL para UTE Porto de Sergipe

A ExxonMobil e a Golar GenPower Brasil Participações assinaram um acordo para fornecimento a longo prazo de GNL para a térmica Porto de Sergipe, de 1500 MW. Segundo a Golar GenPower, o acordo também estabelece que a ExxonMobil fornecerá o combustível para futuros empreendimentos da companhia no mercado brasileiro. A empresa pretende contratar novos projetos no próximo leilão A-5, marcado para o dia 29 de abril. Segundo a ExxonMobil, as discussões comerciais ainda estão sendo realizadas para finalizar o acordo de compra e venda. "Esperamos ter um relacionamento de longo prazo com a Golar GenPower Brasil Participações, de forma a trabalharmos juntos para atender as demandas de energia do Brasil", afirmou a ExxonMobil em nota. (Agência CanalEnergia – 08.03.2016)

AES Tietê e consórcio Siemens/Gasen vencem leilão da Emae para 1,5 GW térmico

A AES Tietê e o consórcio Siemens/Gasen foram os vencedores de licitação promovida no ano passado pela Emae, geradora ligada ao governo paulista, para instalação de 1.500 MW de capacidade termoelétrica movida a gás, em área da companhia junto a usina Fernando Gasparian (386 MW), em São Paulo. A concorrência foi lançada em meados do ano passado e chegou a ter prazo

prorrogado devido a um interesse do mercado maior que o esperado, segundo informou na época o presidente da Emae, Luiz Carlos Ciochi. As propostas somaram 10 GW, disse o executivo, bem acima da capacidade do site, com 120 mil m² de área total, oferecido pela Emae para instalação dos projetos que, em princípio, ocupariam seis lotes de 20 mil m² cada. Consultadas, AES Tietê e Siemens informaram, por meio de suas respectivas assessorias, que ainda não podem dar informações sobre os projetos porque as características ainda estão em fase de detalhamento, bem como os acertos referentes à parceria com a Emae, que entra no negócio basicamente com a cessão onerosa da área. Da mesma forma, a Secretaria de Energia não comentou o projeto. A Gasen Energia, que se associou ao Siemens, não retornou contato. A empresa ganhou destaque no final do ano passado quando fechou junto ao governo do Maranhão protocolo de intenções para construção de uma térmica no Porto de Itaqui, bem como do respectivo terminal de GNL para abastecimento da futura usina. A companhia também tem pedido de outorga na Aneel referente a instalação de uma usina termoelétrica no Porto de Suape, com 1.500 MW de capacidade, visando produção independente de energia elétrica. Pela previsão inicial do presidente da Emae, os contratos já deveriam ter sido assinados. (Agência Brasil Energia – 08.03.2016)

Eneva negocia participação da Cambuhy na Parnaíba Gás Natural

A Eneva está negociando a participação da Cambuhy Investimentos na Parnaíba Gás Natural. Em troca, a Cambuhy faria parte da estrutura acionária da Eneva. Em comunicado, divulgado na noite da última terça-feira, 8 de março, a Eneva informou que está em tratativas com a Cambuhy Investimentos "para realização de potencial transação que, caso venha a se materializar, poderá envolver a alteração de sua estrutura acionária por meio da contribuição da participação acionária detida pela Cambuhy na Parnaíba Gás Natural". A Eneva disse ainda que não há, até o presente momento, nenhuma decisão da Administração da companhia, e nem qualquer documento vinculante assinado regulando o assunto. A empresa esclareceu ainda que, após a homologação de capital ocorrida em 5 de novembro de 2015, passou a ser uma sociedade sem controlador definido. (Agência CanalEnergia – 09.03.2016)

UTE Novo Tempo, da Bolognesi, é autorizada a emitir debêntures de infraestrutura

O MME classificou como prioritário o projeto termelétrico Novo Tempo, controlado pela Bolognesi Empreendimentos. Com isso, a empresa poderá captar recursos no mercado por meio da emissão de debêntures de infraestrutura, títulos considerados mais atrativos por conta de incentivos fiscais. Segundo a

Portaria nº 82, publicada no DOU desta quinta-feira, 10 de março, a térmica a gás terá 1.238MW e será instalada no município de Ipojuca-PE. A Bolognesi controla o projeto com 75% de participação. O restante pertence a UTE Novo Tempo-Gás e Geração de Energia. A usina foi licitada no leilão A-5 de novembro de 2014. O projeto tem investimentos estimados em R\$ 3 bi. (Agência CanalEnergia - 10.03.2016)

Bolognesi pode ter novo sócio para erguer térmicas a gás

O grupo Bolognesi pode buscar um novo sócio para tirar do papel as termelétricas Novo Tempo (PE) e Rio Grande (RS), contratadas no leilão A-5 de 2014. Sem financiamento, as obras, inicialmente previstas para começar no final do ano passado, sofreram atrasos e ainda não têm data para serem iniciadas. A construção das usinas foi afetada pela forte alta na cotação do dólar frente ao real de 2014 para 2015. A moeda, que estava no patamar de R\$ 2,50/US\$ na época do leilão, superou os R\$ 4,00/US\$ em 2015. “Assim como outros empreendedores que participaram dos últimos leilões de energia, a Bolognesi foi extremamente afetada pela forte desvalorização cambial, que aumentou substancialmente o investimento”, informou a empresa ao Brasil Energia. “Dificuldades encontradas no cenário político-econômico brasileiro também contribuíram para “uma falta de liquidez e muita aversão a risco no sistema financeiro.” Agora, o grupo gaúcho negocia com a Aneel - “que tem sido muito colaborativa”, segundo a companhia - uma solução para o problema que evite desconstrução a partir de janeiro de 2019, data em que as térmicas deveriam entrar em operação. Os executivos da Bolognesi vão se reunir na próxima segunda-feira (14/3) para discutir possibilidades, dentre as quais está a entrada de um novo sócio no projeto. Uma das possibilidades é negociar com a Aneel um novo preço para as usinas, que foram contratadas a R\$ 206,50/MWh no A-5 de 2014 – bem próximo ao preço-teto, de R\$ 209/MWh. Essa medida raramente é aceita pela agência, que tem como regra manter os preços contratados nos leilões. Quem tem tentado a revisão dos contratos na Aneel, por exemplo, é a Bioenergy. No caso de atraso na entrega das usinas, as empresas são obrigadas a contratar energia no mercado livre ou liquidar no mercado de curto prazo, para atender às distribuidoras, que compraram a energia nos leilões e vão ficar expostas. Para evitar penalidades, principalmente em momentos de PLD alto, como verificado nos últimos anos, é possível também solicitar um “perdão” para a Aneel, o waiver, fugindo do pagamento de altas multas diárias. Neste caso, pode-se pedir o que é denominado como excludente de responsabilidade. De acordo com a Bolognesi, o contrato de fornecimento de GNL já foi assinado com a Shell e inclui a entrega do combustível para os dois terminais de regaseificação que serão utilizados pelas usinas, um no Porto de Suape, em Pernambuco, e outro em Rio Grande, no estado gaúcho. (Agência Brasil Energia - 11.03.2016)

Bolognesi e a Shell já começaram a discutir venda de gás natural excedente para os mercados locais

Além disso, a Bolognesi e a Shell já começaram a discutir venda de gás natural excedente para os mercados locais. “O fornecimento do GNL da Shell virá de diversos pontos de suprimento, trazendo maior garantia no atendimento da demanda local”, informou a Bolognesi. A companhia, por sinal, é controladora da Multiner, empresa que num passado recente viveu situação semelhante. Com térmicas a óleo negociadas em leilões de energia, a Multiner não pôde tirá-las do papel no prazo diante da debacle financeira de 2008, especialmente após a quebra do banco Lehman Brothers, que paralisou momentaneamente as linhas de financiamento mundiais e trouxe instabilidade cambial aos mercados. Sem caixa, a Multiner vendeu projetos e em 2012 foi comprada pela própria Bolognesi. (Agência Brasil Energia – 11.03.2016)

Cade pede que Petrobras justifique descontos no preço do gás

O Cade solicitou à Petrobras o envio, até 24 de março, de documentos que justifiquem as decisões de concessão, manutenção e retirada de descontos aplicados nos contratos de venda de gás natural com as distribuidoras brasileiras. Os documentos devem incluir atas de reunião, relatórios, apresentações e correspondências, de acordo com o conselho. O pedido é referente ao processo que acusa a petroleira de adotar práticas anticoncorrenciais no fornecimento de gás, aberto pela Comgás em junho de 2015. A distribuidora paulista alegou que a Petrobras fornecia gás natural a preços descontados para a GasBrasiliano, que tem área de concessão próxima à Comgás, e para outras distribuidoras que têm participação da Petrobras. Os descontos eram aplicados por meio de contratos no modelo NPP – que foram totalmente retirados pela empresa ao longo do ano passado. Em sua defesa, a Petrobras afirmou que, apesar de ter recebido a oferta três vezes, a Comgás não quis migrar do modelo TCQ – sob o qual já estava contratada até 2019 – para o NPP. A distribuidora teria recusado porque o acordo firmado com a Petrobras até então representava um custos menores. Portanto, na visão da petroleira, a Comgás assumiu os riscos de não aceitar as novas condições, que posteriormente resultaram em valores mais baixos do que o TCQ. A Petrobras chegou a pedir ao Cade o arquivamento do processo. No entanto, o conselho decidiu solicitar que a Petrobras “explique em maiores detalhes a necessidade de fazer um ‘encontro de contas’ com a Comgás para a conversão de seu volume TCQ em NPP, (...) realizado em 2012”, incluindo valores, datas, formas de pagamento e fórmulas de cálculo dos descontos. (Agência Brasil Energia – 14.03.2016)

Grupo Bertin acumula dívidas

O Grupo Bertin já acumula R\$ 6,25 bilhões em dívidas pela não construção de termelétricas leiloadas em 2008 em certames do tipo A-3 e A-5. Os cálculos foram realizados pela CCEE e constam de nota técnica da Aneel. A empresa solicitou à Aneel celebração de Termo de Ajustamento de Conduta para a conclusão das usinas UTE MC2 Camaçari II, UTE MC2 Camaçari III, UTE MC2 Governador Mangabeira, UTE MC2 Nossa Senhora do Socorro, UTE MC2 Santo Antônio de Jesus e UTE MC2 Sapeaçu, que saíram vencedoras do leilão A-5, e formam o cluster Aracatu 2. As térmicas a óleo combustível deveriam ter iniciado a operação em 2013, prazo que posteriormente foi alterado para 2014 mediante decisão judicial. No entanto, até o momento, nenhum dos empreendimentos entrou em operação. Segundo a nota técnica da Aneel, ao não cumprir os compromissos assumidos nos leilões, a ausência das usinas afetou o planejamento da expansão e a operação do Sistema Interligado Nacional. No pedido de TAC, o grupo Bertin destaca que as usinas em questão apresentam menor CVU do que as UTEs em operação e que haveria um suposto benefício ao consumidor caso as usinas entrassem em operação. Além disso, o grupo se comprometeria, entre outras coisas, a devolver R\$ 214 mi aos consumidores a título de modicidade tarifária e a alienar o controle societário do grupo. Para a área técnica da Aneel, apesar das usinas apresentarem CVU menor do que outras térmicas em operação no país, a entrada em operação desses empreendimentos só representaria um benefício ao consumidor caso tivessem ocorrido nos prazos definidos nos certames, e não no momento atual com mais de três anos de atraso. A área técnica da agência destaca ainda que o valor proposto pelo grupo em benefício do consumidor é muito menor do que o prejuízo causado pela ausência das usinas e recomenda o indeferimento do pedido. O pleito do grupo ainda será analisado pela diretoria da agência. (Agência CanalEnergia – 14.03.2016)

Geradora entrega primeiras oito turbinas para UTE Parintins

A companhia A Geradora entregou as primeiras oito turbinas para a usina termelétrica de Parintins, da Amazonas Energia, subsidiária da Eletrobras. Os equipamentos são alugados e totalizam 5,4 MW de potência, e mais 0,9 MW de reserva técnica, o que representa 35% da capacidade total da usina (18 MW). O serviço de locação, contratado por meio de licitação com a Amazonas Energia, tem prazo de dois anos, podendo ser estendido. O contrato ainda inclui manutenção periódica dos grupos geradores. No dia da entrega, a Geradora promoveu um treinamento técnico sobre manutenção e operação dos equipamentos com os operadores da usina, incluindo informações sobre subestação, rede de distribuição e segurança do trabalho. O diretor comercial da Geradora, Candido Terceiro, afirmou que “essa é a terceira grande usina para qual a empresa fornece seu serviço de locação de geradores de energia, e nossa expectativa é participar de outras licitações no setor, principalmente no Norte do

país, que apresenta uma demanda significativa". (Agência Brasil Energia - 15.03.2016)

Gerdau tem prejuízo ajustado de R\$ 41 mi no 4º trimestre

O grupo siderúrgico Gerdau teve prejuízo líquido ajustado no quarto trimestre de R\$ 41 mi, revertendo resultado positivo de R\$ 95 mi obtido no mesmo período do ano anterior. A companhia registrou no período perdas relacionadas à queda no valor de ativos de R\$ 3,1 bi, o que a levou a um prejuízo líquido nos três últimos meses do ano passado de R\$ 3,17 bi sem considerar os ajustes. A empresa divulgou investimento previsto para este ano de R\$ 1,5 bi, uma queda de 35% sobre os R\$ 2,3 bi aplicados no ano passado. "Esse valor considera uma redução nos níveis de desembolso, já que os principais investimentos em andamento da Gerdau estão sendo finalizados," disse a empresa. A Gerdau teve geração de caixa medida pelo lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização ajustado de R\$ 911 mi nos três últimos meses de 2015, uma queda de 27% sobre um ano antes e de 29% no comparativo com o período de julho a setembro. Com o recuo, a relação da dívida líquida sobre Ebitda medida em dólares avançou de 2,1 vezes no final de 2014 para 3,6 vezes no fim do ano passado. No terceiro trimestre a proporção estava em 2,7 vezes. Segundo a Gerdau, dos R\$ 3,1 bi em impairment registrados no quarto trimestre, R\$ 835 mi foram registrados em ativo imobilizado da operação brasileira, resultantes de redução de demanda e paradas de produção em algumas unidades. Outro 1,17 bi foi registrado na operação América do Norte e mais 1,125 bi na área de aços especiais, ambas relacionadas a ágio. A Gerdau deveria ter divulgado seu resultado em 1º de março, mas resolveu adiar a publicação depois que a Polícia Federal executou mandados de busca e apreensão em escritórios do grupo por suspeita de sonegação de até R\$ 1,5 bi, como parte de etapa da operação Zelotes. (G1 - 15.03.2016)

Comgás negocia 40 MW em novos projetos de cogeração

A Comgás está negociando mais 40 MW de capacidade instalada de projetos de cogeração, que usarão tanto sistemas com turbinas como com motogeradores. De acordo com o coordenador de vendas diretas da Comgas, Sergio Pais, os projetos serão fechados até o final do ano e envolvem indústrias e prédios comerciais e de serviços, como complexos hospitalares (há a expectativa no mercado de que o Hospital das Clínicas de São Paulo seja um desses novos clientes). A expectativa é a de que outros clientes aumentem essa previsão de expansão, tendo em vista que hoje a Comgás tem disponível mais 2 milhões de m³/dia de gás natural que podem ser imediatamente contratados para cogeração. Houve um aumento nessa disponibilidade em função da queda de produtividade industrial, que

deixou de consumir gás para uso industrial. Entre seus 1.100 clientes, hoje a Comgás tem 13 indústrias e 13 edifícios coggerando, que consomem ao todo 825 mil m³/dia e cujos projetos têm capacidade instalada de 132 MW. O projeto mais recente ocorre na nova planta da Mercedes-Benz em Iracemápolis (SP), que será autossuficiente com cogeração a gás (1,35 MW) e cuja inauguração será dia 23 de março com consumo de 380 mil m³/mês de gás natural. Colabora no momento a curva de queda do gás natural, que deve fechar o ano com valor inferior a US\$ 5 o MMBTU. Em maio, a agência regulamentadora de São Paulo, a Arsesp, fará sua revisão tarifária, que deve seguir essa tendência motivada pela queda do preço do barril de petróleo. (Agência Brasil Energia - 16.03.2016)

Carteira da GasBrasiliano chega a 17 mil clientes em São Paulo

A GasBrasiliano chegou ao final de fevereiro com 17 mil clientes conectados à sua rede de distribuição de gás natural. Os municípios paulistas de Ribeirão Preto, Araçatuba e São Carlos protagonizaram o resultado da GasBrasiliano, com o maior número de conexões. Nos últimos quatro anos, a distribuidora investiu cerca de R\$ 90 milhões na instalação de novos gasodutos no estado de São Paulo. O mercado residencial da GasBrasiliano cresceu 114% no período, de 7,4 mil para 15,8 mil clientes conectados. Já no segmento industrial, o destaque foi o início do fornecimento para a Lancho Alimentos, unidade industrial do setor alimentício com sede em Marília. O gás natural será utilizado na nova caldeira da fábrica para produzir molhos e condimentos. Atualmente, a GasBrasiliano tem mais de 941 km de gasodutos construídos para atender ao consumo de gás natural de 30 municípios da região noroeste de São Paulo. (Agência Brasil Energia - 18.03.2016)

Petrobrás vai se desfazer de 81% de sua rede de gasodutos

Após a conclusão da venda da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), a Petrobrás deve negociar, no segundo semestre deste ano, a subsidiária Transportadora Associada de Gás (TAG), que reúne a infraestrutura de gasodutos nas Regiões Norte e Nordeste do País. A previsão é repetir o modelo de venda adotado na NTS. A empresa vai se desfazer de 81% da rede de gasodutos. A Petrobrás chegou a avaliar vender NTS e TAG juntas. Pesou na divisão da rede de dutos em duas empresas a avaliação de que o comprador poderia se transformar em um monopolista privado da rede de dutos do País. "Juntas, as duas empresas são muito grandes. Além do que, a necessidade de investimentos nas distintas regiões é diferente. A gente tem visto uma estratégia da Petrobrás de maximizar o valor na venda desses dois ativos", afirmou uma fonte próxima à negociação. Mas, apesar de oferecer as duas empresas separadamente, não há restrição, por parte da petroleira, em fechar com um

mesmo comprador para a NTS e a TAG. O plano de negócios da Petrobrás para o período de 2016 a 2020 está sendo elaborado já levando em conta as previsões de que a empresa vai perder espaço no mercado de gás natural e de energia elétrica. Hoje, a Petrobrás produz o gás, é dona da rede de transporte do produto, participa da maioria das distribuidoras estaduais de gás e também de usinas térmicas, que utilizam o gás como combustível. A ideia é concluir o plano de negócios antes de decidir o comprador das duas empresas transportadoras. A ANP vê com bons olhos a mudança. Desde 2013, a resolução 51 proíbe a mesma empresa de ser dona e usuária de um gasoduto, simultaneamente. A medida visa a limitar a atuação da Petrobrás no setor e abrir o mercado a operadoras privadas. Mas, mesmo depois de aprovada a resolução, nada mudou. A Petrobrás continuou ocupando as duas posições e controlando o mercado de gás, porque nenhuma outra empresa se habilitou a concorrer com ela. (O Estado de São Paulo - 19.03.2016)

Térmica é multada em R\$ 2,46 milhões por atraso na entrega de energia

A São Fernando Energia I, empresa proprietária de uma termelétrica a bagaço de cana de açúcar de mesmo nome, foi multada em R\$ 2,46 mi pela Aneel por atraso na entrega de energia. A UTE São Fernando comercializou energia no 3º Leilão de Energia de Reserva de 2010. A usina, localizada no Município de Dourados, Estado de Mato Grosso do Sul, tem 50MW de capacidade instalada e 36 MW médios de garantia física. A informação é do Diário Oficial da União de 21 de março. Ainda segundo o DOU, a Aneel manteve multa de R\$ 729,6 mil imposta a Eletrobras Piauí por descumprimento de indicadores de qualidade dos serviços de teleatendimento referentes ao ano de 2014. A multa corresponde a 0,07627% do faturamento anual de R\$ 956,6 mi percebido pela empresa durante o período de janeiro a dezembro de 2014. Da mesma forma, a Aneel manteve penalidade de R\$ 603,2 mil aplicada à Eletrobras Acre em decorrência de fiscalização do cumprimento dos Prodist. A Light Energia, por sua vez, conseguiu reduziu uma multa de R\$ 1,84 mi para R\$ 896,7 mil aplicada em decorrência de fiscalizações realizadas nas hidrelétricas Nilo Peçanha, Fontes Nova, Pereira Passos, Santa Branca e Ilha dos Pompos. O DOU também traz a manutenção de uma multa de R\$ 43,3 mil aplicada a Central Geradora Eólica Colônia S.A por descumprimento de cronograma de implantação. (Agência CanalEnergia - 21.03.2016)

Petrobras tem prejuízo de R\$ 34,836 bi em 2015

A Petrobras registrou prejuízo recorde de R\$ 34,836 bi em 2015. Boa parte dessa perda foi obtida no quarto trimestre, quando a empresa teve prejuízo de R\$ 36,938 bi. As perdas bilionárias foram causadas pelo impairment, baixa contábil, de ativos e de investimentos, principalmente em função do declínio dos preços

do petróleo e incremento nas taxas de desconto, reflexo do aumento do risco Brasil pela perda do grau de investimento e despesas de juros e perda cambial. A empresa teve prejuízo operacional de R\$ 12,391 bi, impactado pelas perdas do último trimestre de R\$ 41 bi. O resultado é menor que o visto em 2014 de R\$ 21,322 bi. O Ebtida ajustado da empresa alcançou R\$ 73,859 bi no ano passado, 25% superior a 2014 pelos maiores preços de diesel e gasolina, além da redução dos gastos com participações governamentais e importações de petróleo e derivados. No quarto trimestre, o Ebtida ficou em R\$ 17 bi. A área de Gás e Energia teve lucro de R\$ 817 mi em 2015, revertendo prejuízo de R\$ 1,479 bi do ano anterior. No quarto trimestre, houve prejuízo de 1,995 bi. O lucro anual decorreu da redução nos custos de aquisição de gás importado; da maior margem de comercialização do gás natural, em função de acréscimo do preço médio de realização; e menores perdas com recebíveis do setor elétrico. Esses feitos foram compensados pela menor margem de energia elétrica, devido ao recuo de 57% do PLD; impairment das unidades de fertilizantes nitrogenados III e V; e despesas tributárias referentes ao diferimento de ICMS sobre a aquisição de gás natural e estorno de crédito de ICMS sobre operações de transporte de gás. O prejuízo do quarto trimestre, por sua vez, foi causado pela baixa contábil da unidade de fertilizante III, perdas com recebíveis do setor elétrico, além de menor geração de energia elétrica. As vendas de energia da empresa no ambiente de comercialização livre caíram 27% para 858 MWmed. (Agência CanalEnergia – 21.03.2016)

Petrobras ameaça desligar térmicas por atraso de R\$ 1,5 bi em repasses

A Petrobras enviou carta ao MME em que ameaça desligar suas termelétricas se não houver o pagamento de cerca de R\$ 1,5 bi em créditos que a empresa tem a receber no mercado de energia, que não foram quitados devido à inadimplência nas operações. “O volume de recursos devidos e não pagos torna urgente uma providência deste Ministério para evitar que a Petrobras chegue a uma situação em que não haverá outra solução senão interromper a geração termelétrica”, afirma a estatal na carta, datada de 25 de fevereiro e disponibilizada no site da Aneel nesta terça-feira. (O Globo – 22.03.2016)

Ricardo Pigatto eleito presidente da Multiner

O conselho de administração da Bolognesi elegeu, em 21 de março, o engenheiro Ricardo Pigatto para exercer o cargo de diretor-presidente da Multiner, empresa de térmicas a óleo controlada pela Bolognesi. Pigatto sucederá Ronaldo Marcelo Bolognesi, que ocupava a cadeira em caráter interino, e terá mandato de um ano, segundo a companhia. Pigatto foi presidente da antiga APMPE, voltado para o segmento de PCHs e CGHs. A APMPE tornou-se Abragel após processo de

reestruturação, passando a focar a geração de energia limpa, e Pigatto figurou como um dos diretores da associação. Ele também ocupava a diretoria da Hidrotérmica, outra subsidiária da Bolognesi. (Agência Brasil Energia - 22.03.2016)

Eneva assume a PGN e entra em óleo e gás

A Eneva deixará de ser apenas uma geradora de energia elétrica para se transformar em uma empresa de exploração e produção de petróleo e gás. O acordo entre os sócios da Parnaíba Gás Natural (PGN) - a OGX e o fundo de investimento Cambuhy, que tem entre seus sócios a família Moreira Salles - e a Eneva vai encerrar a disputa judicial entre as companhias. As duas pertenciam a Eike Batista. Fechado na semana passada, o acordo prevê aumento de capital da Eneva, de R\$ 1,15 bi, em que Cambuhy e OGX contribuirão com suas respectivas participações na PGN. Como contrapartida, Cambuhy e OGX se tornarão acionistas da Eneva, que terá 100% do capital da PGN. A Eneva passa a ter duas operações distintas: geração de energia e exploração de petróleo e gás. (Valor Econômico - 29.03.2016)

Emae, AES Tietê e Siemens-Gasen assinam memorando para térmica em São Paulo

A chamada pública que o governo do estado de São Paulo anunciou extra-oficialmente em maio do ano passado e foi oficializada em julho passado para a construção de térmicas na capital do estado terá a assinatura do memorando de entendimentos nesta quinta-feira, 31 de março. A escolhida para o investimento foi o grupo formado pela AES Tietê e Siemens-Gasen, e contemplará o desenvolvimento do projeto de construção e operação de duas centrais de geração que serão feitas em terreno da Emae, no bairro de Pedreira, zona sul da cidade, ao lado da UTE Fernando Gasparian, que já opera há décadas no local. O indicativo de que o governo estadual abriria essa chamada foi dado pelo secretário de energia, João Carlos Meirelles, no Forum Cogen/CanalEnergia GD e cogeração realizado em 5 de maio do ano passado, em São Paulo. A ideia inicial era a de ser uma usina com 250 MW e que meses depois passou a ser de uma capacidade total de 1,5 GW em potência. Além disso, era esperado que o projeto participasse do A-3 ou A-5 desse ano. A sociedade contará com a presença da estatal Emae ao lado das empresas da iniciativa privada. No local já há um ramal da Comgás para o fornecimento do combustível. A distribuidora de gás informou à época do lançamento da chamada pública que havia um volume adicional de gás de 1,5 milhão de metros cúbicos ao dia, contudo esse volume seria o suficiente para atender a uma usina de 250 MW. No futuro a expectativa do governo paulista era a de utilizar a produção do gás natural no pré-sal da Bacia de Santos.

A estimativa do presidente da Comgás naquela oportunidade, Luís Henrique Guimarães, é de serem necessários 6 milhões de m³ para atender à demanda de 1,5 GW em potência instalada. (Agência CanalEnergia – 30.03.2016)

Parque térmico de 1,5 GW começa a ganhar corpo em SP

Com construção prevista em área de 127 mil m², localizada a poucos quilômetros do centro da capital paulista, o Parque Térmico Pedreira começou a tomar forma a partir desta quinta-feira (31/3). Em cerimônia realizada na Secretaria de Energia, foi assinado protocolo de entendimentos entre as empresas vencedoras de chamada pública realizada no ano passado pela Emae. Siemens, Gasen e AES Tietê vão iniciar estudos, juntamente com a geradora estatal, para criar a melhor solução de configuração para estruturar o projeto, que poderá contar com duas usinas, em torno de 750 MW cada, ou uma única usina com até 1.500 MW, sendo ambas as alternativas movidas a gás natural e em ciclo combinado. Da licitação promovida pelo governo paulista foram montadas duas parcerias, sendo uma entre Emae e AES Tietê e outra entre Emae e uma associação entre Siemens e Gasen. O investimento está estimado em R\$ 6 bi e o consumo de gás natural deverá ficar em torno de 6 milhões de m³/dia de gás, cuja operação de abastecimento ficará por conta da Comgás, que apoia o projeto, mas não tem participação direta no processo, segundo o presidente da Emae, Luiz Carlos Ciochi. A viabilização do fornecimento do combustível, por sua vez, vai ficar por conta da Gasen, empresa que é especializada na importação de GNL e implantação de terminais de regaseificação. Com a recente regulamentação das operações de swap o suprimento poderá, a princípio, ser injetado em qualquer ponto da rede de gasodutos da Petrobras, por exemplo. A depender do licenciamento ambiental – que talvez fique a cargo da Cetesb, mediante possível convênio com o Ibama – a perspectiva é de que a energia do Parque Térmico Pedreira seja colocada em leilão do tipo A-5, em 2017. A questão das emissões, segundo explicou o vice-presidente de Energia da Siemens, Ricardo Lamenza, é uma das principais preocupações, já que ao lado do local funciona a térmica Fernando Gasparian, operada pela Petrobras. (Agência Brasil Energia – 31.03.2016)

GasBrasiliano renova programa de eficiência energética para 2016

A GasBrasiliano renovou o programa de eficiência energética com o Senai de Sertãozinho (SP) por mais um ano. O programa consiste na avaliação do uso de gás natural em máquinas térmicas dos clientes comerciais e industriais da GasBrasiliano. Os técnicos em eficiência energética do Senai mensuram os gastos de cada unidade por meio de câmeras termográficas, analisadores de gás natural, além de ferramentas de análise. Com os índices encontrados, os técnicos

elaboram um plano de ação para que a empresa identifique os desperdícios e avalie as mudanças que podem ser feitas. Em 2015, mais de 30 empresas de São Paulo foram avaliadas. “Com uma metodologia alemã aprovada pela GasBrasiliano, conseguimos mensurar e avaliar os resultados de cada empresa e emitir indicadores para aumentar a eficiência energética”, explicou o diretor de Formação Profissional do Senai Sertãozinho, Luiz Zambon Neto. Uma das empresas que participou do programa é a Dafitex, do setor têxtil de Araraquara, que utiliza gás em uma turbina a vapor na área de tinturaria. “Uma das avaliações apontou que estávamos queimando mais gás do que o necessário. Fizemos melhorias nos sistemas, que trouxeram de cerca de 15% no consumo”, segundo Daniel Vargas, dono da Dafitex. De acordo com a GasBrasiliano, o programa também pode ser aproveitado por clientes interessados em identificar possíveis melhorias de eficiência de forma antecipada. A GasBrasiliano atende à região noroeste de São Paulo, com mais de 17 mil clientes nos municípios de Araçatuba, Araraquara, Bauru, Marília, Ribeirão Preto e São Carlos. A concessionária fornece, em média, 760 mil m³/dia de gás natural por 946 km de gasodutos. (Agência Brasil Energia – 31.03.2016)

UTE Parnaíba II deve entrar em operação em julho deste ano

A termelétrica Parnaíba II (MA - 518 MW) vai entrar em operação comercial em julho deste ano. O anúncio foi feito por Marcelo Costa, diretor de Relações com Investidores da empresa, em encontro com investidores realizado nesta terça-feira, 19 de abril, no Rio de Janeiro-RJ. Apesar de não estar em operação comercial, a usina já está gerando energia. Por força de um acordo de compensação com a Aneel, três unidades geradoras da UTE Parnaíba I (MA - 676 MW) foram desligadas em detrimento do acionamento de uma unidade da Parnaíba II, de modo a substituir essa energia. Após o término da implantação e o início da operação da Parnaíba II, todas as turbinas de Parnaíba voltam a operar normalmente. Costa também revelou que a Eneva vai colocar em revisão estratégica dois ativos menores da sua carteira em operação. A térmica de Amapari (AP - 21,6 MW) e a usina solar Tauá (CE - 1 MW). “Não há um prazo definido, ao longo do ano nós vamos decidir”, explica Costa. A Eneva, que recentemente anunciou a aquisição da PGN, coloca essa operação com a exploradora de gás natural como o assunto mais relevante para a empresa neste momento. Apenas após esse processo a revisão começará a ser elaborada, consolidando o destino das usinas e o direcionamento da empresa. “Ao concretizar tudo é que vamos ver a estratégia da companhia daqui para a frente, sinalizando para o mercado o que vamos fazer”, avisa. A usina de Amapari, que é movida a óleo diesel e supria a Anglo Amapá, não está operando desde o segundo semestre de 2014. Já a UFV Tauá opera normalmente. Apesar da planta solar ser de apenas 1 MW, ela tem autorização da Aneel para chegar aos 50 MW

de capacidade. Inaugurada em 2011, ela é uma das primeiras plantas solares do país em operação, antes mesmo da fonte ser comercializada em leilões de energia regulada. Costa ainda apresentou projetos do seu portfólio de desenvolvimento para a expansão da empresa, como o fechamento do ciclo de Parnaíba I, que agregaria mais 360 MW para a Eneva ao custo de R\$ 600 mi. Há ainda um complexo eólico de 600 MW que demandaria investimentos de R\$ 930 mi e o Açú Gás Natural, complexo portuário termelétrico de mais de 2.000 MW que está em revisão. (Agência CanalEnergia – 19.04.2016)

GasBrasiliiano inaugura gasoduto em Araraquara

A GasBrasiliiano inaugura nesta sexta-feira (22/4) o novo trecho da rede de distribuição de gás natural no município de Araraquara, em São Paulo. Com a ampliação, a cidade passa a ter 95 km de gasodutos instalados. A distribuidora paulista chegou ao final de fevereiro com 17 mil clientes conectados à sua rede de distribuição de gás natural, com destaque para os municípios de Ribeirão Preto, Araçatuba e São Carlos. Nos últimos quatro anos, a GasBrasiliiano investiu quase R\$ 90 mi na instalação de novos gasodutos no estado de São Paulo. O mercado residencial atendido pela concessionária cresceu 114% no período, para 15,8 mil clientes conectados. (Agência Brasil Energia – 20.04.2016)

Nova liminar suspende venda da Gaspetro

A Petrobras negou, em 22 de abril, que a nova decisão liminar, da 28ª Vara Federal do Rio de Janeiro, indisponibilizando os 49% de participação da Gaspetro para a Mitsui tenha como consequência a suspensão da operação de venda das ações da subsidiária da estatal. Segundo nota, a decisão da Justiça Federal apenas “determina que a compradora não poderá dispor das ações adquiridas”, sem necessariamente suspender a operação. A Petrobrás informa ter sido intimada da decisão e “avalia as medidas judiciais cabíveis.” A companhia reitera ainda que, conforme anunciou em 28 de dezembro de 2015, “realizou a operação de venda dentro da absoluta legalidade, após as aprovações necessárias.” A nota cita ainda a primeira das liminares concedidas contra a operação de venda de parte das ações da Gaspetro, concedida pela Justiça da Bahia: “Com relação à liminar da Bahia, a mesma continua em vigor com recursos pendentes de julgamento”, explicou a Petrobras. A liminar foi assinada no último dia 20 pelo juiz da 28ª Vara Federal do Rio de Janeiro, Alcides Martins Ribeiro Filho, em resposta à ação que a FUP move contra a venda da Gaspetro para a Mitsui. Nela, o juiz federal decreta a indisponibilidade dos 49% da subsidiária que foram adquiridos pelo grupo japonês, no que o sindicato chama de “escandalosa transação feita pelos gestores da Petrobrás.” Na ação, a FUP questiona a legitimidade e a transparência da negociação com a Mitsui, que é uma das controladoras da Vale, cujo diretor-

presidente, Murilo Ferreira, ocupou a presidência do Conselho de Administração da Petrobras quando foi aprovada a venda da Gaspetro. A subsidiária da Petrobras reúne participações da estatal em 19 empresas estaduais de distribuição de gás natural canalizado. A venda para o grupo japonês foi consumada em dezembro do ano passado, com valor estimado de R\$ 1,93 bi. A sentença da 28ª Vara Federal do Rio de Janeiro é a segunda decisão judicial que se posiciona contra a venda da Gaspetro para a Mistui, uma vez que, em janeiro, a Justiça Federal da Bahia já havia determinado, em caráter liminar, a suspensão do negócio. (Agência Brasil Energia – 22.04.2016)

Queda do consumo industrial afeta ratings da Comgás

A Moody's registrou crédito negativo para a distribuidora paulista Comgás após a queda de 14,3% no consumo de gás natural das indústrias em fevereiro de 2016. O cenário de menor demanda industrial é ruim para a Comgás, que depende significativamente do setor para a geração de caixa, de acordo com a agência de classificação de risco de crédito. Na última semana, a Abegás divulgou os dados da demanda por gás natural referente a fevereiro desse ano, quando o país consumiu 78,2 milhões de m³/dia de gás, volume 18% inferior na comparação com o mesmo período do ano passado. Já a indústria demandou 25,7 milhões de m³/dia no mês. Levando em consideração os dados da Abegás e a venda total da Comgás em 2015, de 4,3 bilhões de m³ de gás, a Moody's espera que a distribuidora forneça entre 3,8 e 4,2 bilhões nesse ano – excluindo o consumo termelétrico –, o que representa uma baixa de 2% a 11%. A demanda industrial representou 66% da receita da distribuidora paulista no ano passado. “A dependência da Comgás nos consumidores industriais é um fator negativo para a qualidade de crédito da empresa, uma vez que a demanda do setor é muito elástica em relação aos outros grupos de clientes da Comgás, como residencial, comercial e automotivo”, de acordo com a Moody's. Na previsão da agência, a receita da distribuidora deve ser volátil nos próximos 18 meses, ficando entre R\$ 5,3 e 5,9 bi em 2016. Os valores têm forte relação com a expectativa de menor produtividade industrial e recessão do PIB brasileiro. No ano passado, a produção das indústrias e o PIB recuaram 8,3% e 3,8%, respectivamente, na comparação anual. “Contudo, a pressão sob o Ebitda é parcialmente mitigada pelo contrato take-or-pay de compra de gás natural entre Comgás e Petrobras, no qual a distribuidora precisa pagar apenas 80% do volume contratado”, segundo a análise. Em função disso, a Moody's espera que a margem Ebitda ajustada fique no mesmo patamar de 20%, enquanto o Ebitda tenha leve queda para R\$ 1,2 ou 1,3 bi. “Apesar de esperarmos resultados mais fracos em 2016, a Comgás tem fortes méritos de crédito pela sua categoria de risco, de Ba2 negativo. No quadro de avaliações da Moody's para os próximos 18 meses, a Comgás aparece com

classificação de Baa3, mas é prejudicada pelo rating brasileiro, de Ba2 negativo”, explicou. (Agência Brasil Energia – 25.04.2016)

CEG Rio lucra R\$ 284,3 mi em 2015

A CEG Rio registrou lucro de R\$ 284,39 mi em 2015. O valor é 11,3% menor do que o acumulado do ano passado (R\$ 320,92 mi). A receita da companhia no ano foi de R\$ 3,7 bi contra R\$ 3,5 bi em 2014. A distribuidora faz parte da holding espanhola Gas Natural Fenosa. No Brasil, o grupo espanhol controla as distribuidoras de gás natural CEG, CEG Rio e Gas Natural Fenosa São Paulo Sul. (Agência Brasil Energia – 27.04.2016)

Petrobras pronta para receber propostas pela Liquigás, diz jornal

A Liquigás pode estar com o processo de venda em andamento, de acordo com reportagem do jornal O Estado de S.Paulo. Segundo a publicação, a Petrobras começará a receber na semana que vem propostas para a venda do controle da distribuidora e comercializadora de botijões de GLP. A Ultragas, do grupo Ultra, que também controla a distribuidora de combustíveis Ipiranga, a Supergasbras, da holandesa SHV, e a Copagaz, estão entre os principais interessados no negócio, que é avaliado entre R\$ 1,2 bi e R\$ 1,5 bi, aponta o Estadão. A empresa é um dos ativos que estão incluídos no programa de desinvestimentos da Petrobras. (Agência Brasil Energia – 29.04.2016)

Petrobras fecha venda ativos na Argentina e no Chile

A Petrobras anunciou ontem a venda de ativos na Argentina. A estatal vendeu 67,19% da Pesa para a Pampa Energía por US\$ 892. A negociação envolveu a totalidade das ações da Petrobras na Pesa, participação que é detida através da Petrobras Participaciones S.L. Mas a estatal manteve a fatia de 33,6% da concessão de Rio Neuquen e os 100% de participação no ativo boliviano de produção de gás natural de Colpa Caranda. Com essas vendas, a estatal já soma receita de US\$ 2 bi desde o ano passado com o seu programa de venda de ativos. A promessa é desinvestir US\$ 14,1 bi em 2016. No fato relevante enviado ontem ao mercado, a Petrobras ressaltou que Rio Neuquen tem áreas com "grande potencial" de produção de gás natural na Bacia Neuquina. A venda da participação na Pesa por US\$ 892 mi significa uma avaliação de 100% da empresa argentina por US\$ 1,33 bi. É um valor próximo ao da avaliação feita em julho no ano passado pelo J.P. Morgan, que estimou que o valor da Pesa era de US\$ 1,3 bi. Na ocasião o banco ponderou que o impacto da venda da empresa seria marginalmente positivo para a Petrobras. A Pampa Energía é uma empresa integrada de energia da Argentina que atua nos segmentos de exploração e produção de óleo e gás, bem como na geração, transmissão e distribuição de

energia elétrica. Ano passado, a Petrobras já havia anunciado a venda dos ativos de exploração e produção na Bacia Austral, na província de Santa Cruz, na Argentina, para a Compañia General de Combustibles, por US\$ 101 mi. A Petrobras informou que as operações ainda estão sujeitas à deliberação e aprovação de seus termos e condições finais pela diretoria executiva e pelo conselho de administração da estatal, e pelos órgãos reguladores responsáveis. Na área de gás e energia, a Pesa controla a termelétrica Genelba (674 MW) e a hidrelétrica Pichi Picun Leufu (285 MW), entre outros. A Petrobras detinha participação de 6,5% na geração de energia da Argentina. Em 2005 a Petrobras incorporou a Petrolera Santa Fé e a rede de postos Eg3 na Petrobras Energía, holding formada naquele país que reunia os diversos ativos da brasileira. Uma série de vendas foram realizadas posteriormente. A Innova foi vendida por US\$ 372 mi, e posteriormente a Petrobras se desfez da refinaria de San Lorenzo por US\$ 110 mi, além da rede de postos de combustíveis e as problemáticas empresas Transener e Edesur. A saída do país vizinho acontece no momento em que o país começa a retomar musculatura com a eleição de Mauricio Macri (Valor Econômico - 04.05.2016)

Tractebel planeja desativar termelétrica

A Tractebel se prepara para desativar a termelétrica Charqueadas (36 MW – RS), como confirmado pelo diretor Financeiro e de Relações com Investidor da Tractebel, Eduardo Sattamini. A usina a carvão será fechada no fim de agosto, após 54 anos de funcionamento. “A usina já chegou ao fim da vida útil, está velha, ineficiente e com emissões [de gases do efeito estufa] elevadas. Vamos manter agora capacidade que faça sentido para a estratégia de longo prazo da companhia”, ressaltou. Apesar de ter manifestado pouco interesse em relação à fonte, especialmente em razão de metas de sustentabilidade, a Tractebel ainda constrói uma usina a carvão, a Pampa Sul (340 MW – RS), com início de operação previsto para 2019. O cenário de preços no mercado de curto prazo esperado por Sattamini é de alta. O crescimento seria puxado pela hidrologia menos favorável desde abril e pelos estudos do governo para uma possível revisão de parâmetros de cálculo do PLD, o que reverteria a tendência de preços baixos observada no início do ano. “Estamos falando em níveis acima de R\$ 130/MWh, R\$ 135/MWh, já para o próximo ano. E eu diria que com tendência crescente”, projetou o diretor. O PLD do início de 2016 estava pouco maior que R\$ 30/MWh, em função da diminuição do consumo e hidrologia favorável, e hoje está na faixa dos R\$ 89/MWh. (Agência Brasil Energia – 06.05.2016)

Cegás inicia fornecimento para Faculdade Integrada de Fortaleza

A distribuidora Cegás deu início ao fornecimento de gás natural para a climatização da Faculdade Integrada de Grande Fortaleza, no Ceará. Esse é o primeiro empreendimento a utilizar a tecnologia gas heat pump (GHP) no estado. O projeto de GHP recebeu US\$ 2 mi em investimentos, de acordo com o diretor de Expansão da faculdade, Adolfo Marinho. A tecnologia funciona como uma bomba térmica acionada por uma fonte de calor, como o gás natural, no lugar de energia elétrica. Segundo a Cegás, a instituição de ensino pode economizar até 30% com a instalação do equipamento. A primeira etapa da construção da usina de biometano no Aterro Sanitário Municipal Oeste de Caucaia (Asmoc), na região metropolitana de Fortaleza (CE), já foi concluída. O projeto é uma parceria entre o governo do Ceará, a prefeitura de Fortaleza, as empresas Ecometano e Marquise, além da distribuidora Cegás. A segunda etapa, conduzida pela Cegás, prevê a instalação de gasodutos para a distribuição do biometano produzido no aterro. A licitação para as obras tem prazo de conclusão de 18 meses e investimento estimado em R\$ 22 mi, de acordo com a distribuidora, que quer diversificar seus clientes e atividades no estado. Em um primeiro momento, o projeto, também chamado de GNR Fortaleza, vai produzir 70 mil m³/dia de biometano, volume que futuramente pode chegar a 150 mil m³/dia. A usina deve ser inaugurada em 2017, com investimento total previsto em R\$ 100 mi. (Agência Brasil Energia - 09.05.2016)

Bolognesi confirma interessados nas UTEs Novo Tempo e Rio Grande

A Bolognesi afirmou que existem grupos nacionais e internacionais interessados em entrar nos projetos de térmica Novo Tempo (PE) e Rio Grande (RS), contratados no leilão A-5 de 2014. A construção das usinas, que inicialmente era prevista para começar em novembro de 2015, ficou paralisada por falta de financiamento após uma forte alta na cotação do dólar frente ao real, o que fez com que o grupo gaúcho considerasse a entrada de novos sócios. A venda de parte das usinas engrossa a lista de empresas que estão à busca de compradores para negócios no setor de energia, seja para aquisição total, seja para parcial. Nota publicada na coluna Radar, da revista Veja, no último domingo (8/5) informava a respeito dos planos da Bolognesi de vender parte dos ativos. De acordo com o grupo, os interessados aguardam novas definições sobre a extensão dos prazos, que incluem as duas licenças ambientais de instalação. Apesar do atraso, “a viabilidade dos empreendimentos está garantida”, reiterou a Bolognesi em nota de esclarecimento. Outra possibilidade, recentemente afastada pela diretoria da Aneel, é o waiver, que funcionaria como um “perdão” para os atrasos e uma extensão do cronograma de obras, evitando o pagando de multas diárias a partir de janeiro de 2019 - quando começa o contrato de fornecimento de energia. Em março deste ano, o diretor da Aneel José Juhrosa comentou que a saída buscada pela Bolognesi deve passar por uma negociação com as distribuidoras. Algumas

das distribuidoras com as quais o grupo gaúcho fechou contrato podem abrir mão do fornecimento da energia em 2019, segundo o diretor, considerando a possibilidade do consumo se manter baixo, frente ao preço mais caro da energia térmica. Sobre o assunto, a Bolognesi confirmou que “busca a dilatação dos prazos de acordo com a necessidade das distribuidoras de energia, em função da sobrecontratação”. O grupo também reiterou que o contrato de suprimento de GNL para as usinas, que vão utilizar terminais de regaseificação, segue assegurado com a Shell. (Agência Brasil Energia – 09.05.2016)

Vendas de GNV saltam 11%, segundo GasBrasiliano

As vendas diárias de GNV subiram, em média, 11% na área de concessão da GasBrasiliano, no estado de São Paulo, entre janeiro e abril deste ano. O destaque ficou para o município de Ribeirão Preto, que registrou um crescimento superior a 17% na comparação com o mesmo período do ano passado, de acordo com a distribuidora. Muitos consumidores migraram para o GNV em função da instabilidade observada no preço da gasolina e do etanol nos últimos meses. Um levantamento da GasBrasiliano demonstrou que, nessa região, o gasto para rodar 100 km com GNV fica em torno de R\$ 11,95, o que representa uma economia de 60% na comparação com a gasolina (R\$ 29,99) e de 62% frente ao etanol (R\$ 31,41). Como exemplo da migração dos consumidores, a concessionária Chevrolet de Ribeirão Preto vai lançar o programa Center Taxi, que oferece serviços de atendimento, manutenção e revisão de taxis convertidos a GNV. Recentemente, a unidade também passou a oferecer aos clientes a opção de instalar o kit GNV na compra de um novo veículo, mantendo a garantia de fábrica. (Agência Brasil Energia 11.05.2016)

Petrobras negocia venda de terminais

A Petrobras está oferecendo a potenciais compradores um pacote incluindo um conjunto de termelétricas associado a um terminal de regaseificação do GNL. Segundo uma fonte com conhecimento do assunto, a ideia da estatal, com a proposta de negócio, é valorizar os ativos termelétricos. "No ano passado, a Petrobras teve dificuldade em vender as termelétricas sem considerar também a cessão desses terminais, porque quem comprar a termelétrica e não levar o terminal continuará na mão da Petrobras com relação ao gás natural", afirmou a fonte, ao Valor PRO, serviço de informações em tempo real do Valor. "Neste ano, ela decidiu também oferecer os terminais", completou ela. Procurada, a Petrobras disse que não comentaria o assunto. Segundo a fonte, em um primeiro momento estão sendo oferecidos ao mercado dois pacotes, um incluindo termelétricas e o terminal da Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, e outro envolvendo outras usinas e o terminal de Pecém, no Ceará. Não se sabe se a companhia está

oferecendo o terminal da Bahia em algum pacote. O terminal da Baía de Guanabara tem capacidade para regaseificar 14 milhões de metros cúbicos diários de gás natural. Já a unidade de Pecém, tem capacidade de 7 milhões de m³/d. O parque termelétrico da Petrobras é composto por 20 usinas, com uma capacidade instalada total de 6 mil MW. Ainda na área de gás e energia, a fonte lembrou que a Petrobras está em negociações para vender sua malha de gasodutos. A estatal separou a malha de dutos basicamente em duas empresas: a Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e a Transportadora Associada de Gás (TAG). No início do ano, a Petrobras informou que havia iniciado negociações para a venda da NTS. (Valor Econômico - 12.05.2016)

Brookfield oferece US\$ 5,2 bi por unidade de gasodutos da Petrobras, diz agência

A Brookfield Asset Management ofereceu R\$ 18 bi (US\$5,2 bi) para comprar uma divisão de gasodutos da Petrobras, superando ofertas rivais, afirmaram três fontes com conhecimento direto do assunto. Segundo as fontes, que pediram para ficar no anonimato, a oferta da Brookfield pela Nova Transportadora do Sudeste (NTS) superou propostas feitas pela espanhola Gás Natural Fenosa, pela francesa Engie e pela japonesa Mitsui & Co. A negociação envolve a venda da NTS, que opera uma rede de gasodutos na região Sudeste, sem dívidas, informou a primeira fonte. A Petrobras quer negociar com a Brookfield sobre uma potencial melhoria da oferta do grupo canadense, disse a segunda fonte, sem dar detalhes. A Petrobras pode anunciar um acordo para a venda nas próximas semanas, disseram as fontes. A companhia não comentou o assunto. Brookfield e Engie não se manifestaram. Gás Natural, Mitsui e Santander Brasil, que está assessorando a Petrobras na venda, não puderam comentar de imediato. A compra da NTS pela Brookfield pode marcar a maior aquisição de empresa brasileira até agora neste ano, segundo dados da Thomson Reuters. (O Globo - 11.05.2016)

Brookfield negocia com exclusividade compra de gasodutos da Petrobras

A diretoria executiva da Petrobras aprovou nesta quinta-feira, 12 de maio, a condução de negociações com a Brookfield, em caráter de exclusividade, por 60 dias para a venda da Nova Transportadora do Sudeste, responsável pela rede de gasodutos da empresa na região. As negociações podem ser estendidas por mais 30 dias. Segundo a Petrobras, a transação ainda está sujeita à aprovação de seus termos e condições finais pela diretoria executiva e pelo conselho de administração da estatal, bem como pelos órgãos reguladores competentes. Em outro movimento no desinvestimento da companhia, o conselho de administração aprovou a venda, já anunciada, do controle da Petrobras

Argentina para a Pampa Energia. O negócio envolve a totalidade da participação de 67,19% na subsidiária. O preço base da transação é de US\$ 892 mi, o que equivale a um valor de US\$ 1,327 bi para 100% da companhia argentina. A operação contemplou também um acordo para operações subsequentes visando a aquisição de 33,6% da concessão de Rio Neuquen, na Argentina, e de 100% do ativo de Colpa Caranda, na Bolívia, por um valor total de US\$ 52 mi. De acordo com a Petrobras, os ativos de Rio Neuquen e Colpa Caranda tem valor estratégico para a empresa, pois apresentam grande potencial de produção de gás natural, especialmente Rio Neuquen, onde estima haver grandes reservas de gás natural não convencional. A estatal lembra, no comunicado, que as operações subsequentes relacionadas a esses ativos estão condicionadas à aprovação pelas instâncias adequadas de deliberação da subsidiária e pelos órgãos reguladores pertinentes. (Agência Brasil Energia - 12.05.2016)

Gas Natural Fenosa prevê investir R\$ 525 milhões no país

A espanhola Gas Natural Fenosa lançou este mês um plano de negócios global de € 14 bilhões (cerca de R\$ 56 bilhões) para o período entre 2016-2020. Controladora das distribuidoras de gás canalizado CEG, CEG Rio e Gas Natural SPS, a companhia prevê, para o Brasil, investimentos na expansão da rede de gás e projetos de geração de energia. Para 2016, a meta é aumentar os aportes no país, o maior mercado da área de distribuição de gás fora da Espanha. Ao todo, a empresa prevê investir R\$ 525,6 mi no país, na expansão e modernização das redes de gás nas áreas de concessão da CEG e CEG Rio, no Rio de Janeiro, e na Gas Natural SPS, no sul do Estado de São Paulo. O montante é 34% maior que o investido em 2015. Em seu plano de negócios, a Gas Natural Fenosa estima que o Brasil ainda tem potencial muito grande de penetração do gás e projeta crescimento de 5% ao ano no número de clientes no país. Responsável por 5% do Ebitda global, o Brasil é um dos principais mercados da empresa espanhola, cuja atuação é muito concentrada na Espanha e na América Latina. No ano passado, seu Ebitda no Brasil totalizou € 263 milhões. Do plano, previsto até 2020, cerca da metade dos aportes (€ 7,2 bilhões) será destinada à área de distribuição de gás e eletricidade. A meta é crescer, sobretudo, no Chile, México e Espanha e investir em melhorias na rede de gás no Brasil. Já a parte de geração de energia vai demandar € 4,5 bilhões. A meta é elevar em 3,5 mil MW sua capacidade instalada: 2,5 mil MW de fontes renováveis e até 1 mil MW de usinas a gás. A empresa tem, atualmente, uma carteira global de 4 mil MW de projetos em diferentes graus de maturidade em desenvolvimento, sendo 350 MW no Brasil. A Gas Natural Fenosa avalia projetos, ainda, em países como Colômbia, Chile, México e Porto Rico, na América Latina; e Indonésia, Índia, Austrália, Marrocos e África do Sul. A potência instalada da empresa no mundo, hoje, é de 15.465 MW. O plano de

negócios prevê investimentos ainda no segmento de gás natural liquefeito (€ 1,6 bilhão) e serviços (€ 700 milhões). (Valor Econômico - 27.05.2016)

Carteira de clientes da Bahiagás supera 40 mil residências

A distribuidora Bahiagás chegou a 40 mil clientes conectados no segmento residencial. “O setor residencial está em franca expansão no quadro de usuários de gás natural. Por isso, concentramos investimentos para massificar esse uso nas cidades de Salvador, Lauro de Freitas e Feira de Santana”, de acordo com o diretor-presidente, Luiz Gavazza. O plano da distribuidora é continuar investindo na ramificação da sua rede de distribuição, visando a interiorização do consumo de gás natural, segundo a Bahiagás. Apesar do forte crescimento nas casas, o mercado industrial ainda concentra o maior volume de vendas, com média de 3,4 milhões de m³/dia de gás natural. Na Bahia, 109 indústrias já utilizam o energético, o que levou o estado ao posto de maior consumidor de gás natural, em termos de volume, na matriz energética industrial do país. Com relação ao GNV, a Bahiagás atende à demanda de 62 postos de combustível na Bahia. Além de Salvador, as unidades estão distribuídas por mais 14 municípios: Alagoinhas, Camaçari, Candeias, Catu, Conceição de Jacuípe, Cruz das Almas, Dias D’Ávilla, Feira de Santana, Itaberaba, Itabuna, Pojuca, Santo Antônio de Jesus, Simões Filho e Valença. (Agência Brasil Energia - 31.05.2016)

Lucro consolidado da Votorantim mais do que dobra no 1º trimestre

Com o primeiro resultado trimestral de todas as suas operações integradas, a Votorantim S.A. divulgou nesta quarta-feira um lucro líquido consolidado de R\$ 144 mi de janeiro a março, 111% acima do ganho de R\$ 68 mi obtido no mesmo intervalo de 2015. Em comunicado ao mercado, o grupo informou que as receitas no exterior compensaram parcialmente o impacto da retração da economia brasileira. A receita líquida do grupo, que tem operações em vários países, totalizou R\$ 6,7 bi nos três primeiros meses do ano, queda de 6% ante igual período do ano passado, quando alcançou R\$ 7,14 bi. “Preparamo--nos para um cenário mais desafiador. Criamos, ao longo do tempo, opções táticas que estamos exercendo na medida do necessário e que nos permitem navegar em mares mais turbulentos”, afirmou, em nota, João Miranda, diretor presidente da Votorantim. “Também mantivemos nossos investimentos, especialmente em projetos que ampliarão nossa capacidade de geração de caixa em moeda estrangeira.” A companhia apresentou lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização ajustado de R\$ 845 mi no trimestre, que representou retração de 40% na comparação com mesmo período de 2015. Com isso, a margem Ebitda recuou 7,1 pontos percentuais, para 12,6%. De acordo com a empresa, o mercado brasileiro - responsável por 52% da receita líquida - foi impactado pela retração no setor de

construção civil e apresentou queda no volume de vendas de cimento e de aços longos. O grupo apontou ainda que outro efeito foi a menor receita com a venda de energia, devido ao preço médio inferior. Todavia, a empresa ressaltou que houve aumento do preço do zinco, em reais, o que minimizou os efeitos negativos do mercado doméstico sobre a receita líquida. Em janeiro, a Votorantim anunciou a suspensão temporária das suas operações de níquel, em razão das condições de mercado. E, em abril, separou o negócio de alumínio, que ganhou operação própria, abrigando o níquel, e a área de zinco e cobre foi organizada em uma nova companhia, a Votorantim Metais Holding, com sede no exterior. (Valor Econômico - 01.06.2016)

Expansão da térmica Buriti entra em testes

A termelétrica Buriti (75 MW) iniciou os testes de 25 MW a partir da terceira unidade geradora, parte de um projeto de expansão da usina. A térmica, movida a bagaço de cana-de-açúcar, terá a nova unidade a vapor, com eficiência (kg/kWh) prevista no projeto de 85%. O projeto está em operação na cidade de Buritizal, em São Paulo, desde 2011, até então com duas unidades geradoras, de 20,2 MW e 29,05 MW cada. Após solicitação das geradoras, a CPFL Bio Buriti (51,29%), da CPFL Renováveis, e a Buritizal Central Energética (48,71%), a Aneel autorizou a alteração da potência em abril. No memorial descritivo da expansão, as empresas ressaltaram que a exportação não sofrerá alteração do montante mensal com a potência adicionada. O montante será exclusivamente destinado ao consumo interno. Atualmente, a comercialização de excedentes da usina, no mercado livre, é de 30 MW. O cronograma original do projeto previa plena operação em abril, porém está em atraso. O aval para os testes foi dado nesta quarta-feira (1/6) pela Aneel. (Agência Brasil Energia - 01.06.2016)

Vale conclui venda de fatia de 26,87% na CSA para Thyssenkrupp

A Vale informou nesta segunda-feira a conclusão da venda de sua fatia de 26,87% da CSA para a Thyssenkrupp. O negócio foi anunciado em abril como parte da iniciativa da mineradora brasileira de simplificação de seu portfólio de ativos, por um "preço simbólico". "Como resultado da conclusão desta transação, os direitos minoritários e outros direitos participativos da Vale nos acordos de acionistas existentes da CSA e outros contratos operacionais entre a Vale e a CSA deixarão de existir, com a exceção do contrato existente de compra e venda de minério de ferro entre ambas as partes", afirmou a mineradora em comunicado. (O Globo - 31.05.2016)

UTE Oeste de Canoas receberá R\$ 17 mi em investimentos

A Oeste de Canoas Petróleo e Gás investirá R\$ 17 mi na construção da UTE Oeste de Canoas (5,5 MW), único projeto a gás natural contratado no leilão A-5 de 2016. A usina vai utilizar a reserva de gás do campo de mesmo nome, na Bacia de Barreirinhas, no Maranhão, de 150 milhões de m³. Contudo, a geração de energia não era a primeira opção da Oeste de Canoas ao adquirir o campo, na segunda rodada de áreas marginais, em 2006. “No início, pesamos no escoamento de GNC e, depois, começamos a estudar a instalação de uma usina. [...] Essa opção ganhou mais importância nos últimos anos, com escassez de energia”, segundo João Ricardo de Magalhães, diretor da empresa. A escolha também tem relação com o gargalo de infraestrutura do estado maranhense, que não conta com uma rede de distribuição de gás natural disponível. Magalhães lembrou que “até mesmo o modal GNC tem uma logística complexa no Maranhão. O mercado consumidor está a pelo menos 200 km desse campo, na Grande São Luís”. Depois de optar pela construção de um projeto gas-to-power, a Oeste de Canoas calculou o consumo de gás natural, concebendo então uma usina de 5,5 MW de potência. Ao longo da vida útil do projeto, toda a reserva do campo Oeste de Canoas deve ser utilizada. “Como dificilmente teremos 100% de despacho durante os 15 anos de contrato, deve haver sobra de gás. Mas agora, a reserva está toda onerada para esse projeto”, afirmou o diretor. As obras devem ser iniciadas em 2019, dois anos antes da data para entrada em operação. Até lá, a Oeste de Canoas vai elaborar todo o projeto de engenharia da termelétrica, incluindo a escolha de motor e do tipo de ciclo combinado a ser utilizado, convencional (com vapor) ou orgânico (com biomassa). “Não prevemos entrar no mercado livre de energia porque os preços atuais não remunerariam a antecipação das obras”, segundo Magalhães. A Oeste de Canoas é um consórcio entre Perícia Engenharia (50%) e Engepet (50%) e também tem concessão de outros dois campos de pequeno porte, Espigão, também adquirido em 2006, e São João, arrematado no final do ano passado, terceira rodada de áreas marginais. Assim como Oeste de Canoas, os dois campos ficam na Bacia de Barreirinhas. (Agência Brasil Energia – 02.06.2016)

Francesa Engie quer vender blocos de gás no Brasil

A francesa Engie, controladora da geradora Tractebel Energia, quer vender cinco blocos para exploração de reservas de gás natural que possui no Maranhão e na Bahia, disse nesta segunda-feira o presidente da empresa no país, Maurício Bähr, ao participar de evento da companhia no Rio de Janeiro. Ele disse ainda que a companhia não tem interesse na aquisição de ativos da Petrobras como terminais de GNL e usinas termelétricas. Segundo o executivo, a busca pela venda dos blocos para exploração de gás que a companhia detém no Brasil faz parte de uma estratégia global da Engie de focar em geração renovável. "Começamos um movimento de não investir mais em tecnologia com emissão de CO₂, embora o

gás emita com menos impacto... vamos investir 100% em renovável, como hidrelétrica, solar e eólica", afirmou Bähr. Segundo ele, a ideia da companhia é "sair gradativamente" de ativos de exploração e produção de gás no mundo inteiro. "Os blocos no Brasil vão junto nessa ação global. É um processo de venda a nível global", disse Bähr, que não quis estimar um prazo para viabilização do negócio. Ele também disse que o grupo não negocia uma eventual aquisição de termelétricas e terminais de GNL que a Petrobras pretende vender como parte de um amplo programa de desinvestimentos. "Não tem nenhuma negociação em curso... não há nenhum interesse específico nos ativos da Petrobras", disse o executivo. Ele afirmou ainda que a indústria de gás natural no Brasil é fortemente dominada pela Petrobras e defendeu uma maior abertura para investidores privados. "Hoje há um domínio forte da Petrobras que faz ser muito difícil outros agentes privados se inserirem nessa cadeia. É preciso um marco regulatório de livre acesso antes de entrar em negociações para compra de ativos", explicou. (O Globo - 06.06.2016)

Petrobras inicia negociações para vender ativos de GNL

A Petrobras iniciou negociações para vender seus terminais de GNL no Rio de Janeiro e no Ceará, com termelétricas associadas. A capacidade de regaseificação é de 20 milhões de m³ / dia no terminal do Rio de Janeiro e de 7 milhões de m³/ dia no terminal do Ceará. Segundo a companhia, ainda não há qualquer acordo firmado que confira segurança quanto à conclusão da transação, nem deliberação por parte da Diretoria Executiva ou do Conselho de Administração da Petrobras. Atualmente, o Brasil possui terminais com capacidade para regaseificar 41 milhões de m³/d de GNL. A Petrobras opera três deles, sendo um na Bahia, um no Rio de Janeiro e um em Pecém, no Ceará. A estatal estima que a capacidade de regaseificação no país subirá para 83 milhões de m³/d em 2020, considerando-se a instalação de novos terminais em Sergipe e no Rio Grande (RS). Entre 2008 e 2015, a Petrobras fez 416 operações comerciais de GNL, sendo 85% de importação, 12% offshore e 3% de exportação. A maior parte das importações (32%) é oriunda de Trinidad y Tobago. Nigéria, Qatar, Espanha e Noruega aparecem na sequência. No primeiro trimestre, a petroleira fez a primeira importação de uma carga de GNL produzido nos EUA. (Agência Brasil Energia - 07.06.2016)

Comgás vê competitividade maior do gás na indústria

A redução no preço do gás natural na área de concessão da Comgás para clientes industriais e na geração de energia deve trazer vantagens competitivas para os consumidores da companhia em relação a outras fontes energéticas. Essa é uma das principais apostas da empresa para reverter a tendência de queda nos

volumes de gás distribuído vista nos últimos meses, devido à desaceleração da economia. Segundo Sergio Pais, gerente executivo da Comgás que atua na gestão do atendimento aos grandes clientes industriais e negócios no segmento, o reajuste no preço do gás natural fez com que os preços deste ficassem mais de 50% inferiores ao GLP para grandes consumidores. Desde o início de junho, os preços da Comgás ficaram 11,3% mais baratos para os consumidores industriais da faixa de 50 mil m³ por mês e 21% menores para os que utilizam mais de 3 milhões de m³ por mês. A deliberação da Arsesp definiu ainda que, no segmento de geração de energia, os preços de gás natural ficaram de 15% a 21% mais baixos, dependendo da faixa de consumo. Segundo Pais, para os industriais que consomem mais de 1 milhão de m³ mensais, os novos preços do gás natural ficaram 53% menores que o GLP e 25% menores que o óleo combustível. Para quem consome 500 mil metros cúbicos por mês, a diferença ante o GLP é de 51% e de 21% ante o óleo combustível. "Alguns terão benefício maior, mas, com certeza, [o reajuste] vai trazer uma competitividade muito boa para a indústria", disse Pais. A Comgás vê isso como uma chance de obter crescimento dos volumes de gás distribuído. "É uma oportunidade de explorar o mercado, expansão nos municípios, deixando os projetos mais viáveis, chegando com um gás mais competitivo", disse ele. O retorno dos clientes em relação ao reajuste tem sido positivo, segundo Pais. "É um alento muito grande que isso traz para os 15 principais setores que consomem o gás", disse ele. "Algumas indústrias estão exportando mais por causa do câmbio. Isso, combinado à redução do custo do gás, vai trazer uma maior competitividade nessas exportações", completou. No primeiro trimestre do ano, houve retração de 11,5% no volume de vendas no segmento industrial, refletindo o cenário econômico. As vendas de gás para geração de energia tiveram volume 13,1% no trimestre, devido à queda nos preços de energia, que tornaram o uso do gás menos competitivo no trimestre passado. A recessão econômica foi a principal responsável pela redução do consumo de energia no país, que possibilitou os preços historicamente baixos no mercado de curto prazo. Se a situação começar a se reverter no fim deste ano, como muitos apostam, o cenário energético pode ficar "crítico", diz Pais. (Valor Econômico – 07.06.2016)

Comgás: pode haver um gargalo de suprimento pelas distribuidoras

Segundo Sergio Pais, gerente executivo da Comgás que atua na gestão do atendimento aos grandes clientes industriais e negócios no segmento, pode haver um gargalo de suprimento pelas distribuidoras, aumentando a competitividade da geração usando o gás natural. O custo da geração de energia a gás natural depende da eficiência de cada projeto, explica Pais. Em alguns "extremamente eficientes", o custo para remunerar os investimentos é de R\$ 120 por MWh. Atualmente, o preço de energia no mercado à vista estão próximos de R\$

60/MWh na região Sudeste. Os preços em contratos de médio e longo prazo no mercado livre, porém, estão acima dos R\$ 130/MWh. "Temos atualmente 25 empresas cogenerando energia e nenhuma delas deixou, por qualquer motivo, de gerar sua própria energia com o gás e voltaram ao 'grid' de energia elétrica", disse Pais. Segundo ele, as vantagens de investimentos em cogeração usando gás natural dependem da situação de cada indústria, se estão no mercado cativo ou livre, descontratadas ou não. "Não há um único número que defina que o projeto de cogeração é viável, mas certamente há uma competitividade maior agora e uma oportunidade para os que estavam em dúvida", disse. (Valor Econômico – 07.06.2016)

Prumo Logística planeja pólo de gás natural no Porto do Açu

O desenvolvimento de um Pólo de Gás Natural no Porto do Açu, que inclua um terminal de GNL, e de duas ou três termelétricas com investimentos mínimos de R\$ 3 bi. Esse é o principal projeto em estudos agora pela Prumo Logística, segundo revelou nesta terça-feira o presidente da companhia, José Magela, após a solenidade de inauguração de três novos terminais no complexo. Segundo Magela, o grupo está em busca de parceiros interessados em investir no projeto que contemplará um terminal de regaseificação (GNL), com um conjunto de térmicas. Mais cedo, o ministro dos Transportes, Maurício Quintella, afirmou que o governo pretende aumentar taxas de retorno para atrair investidores privados. O executivo explicou que a empresa já tem o licenciamento para a instalação de termelétricas de até 3,2 mil MW de capacidade. Já o terminal de GNL (que permitirá a importação de gás na forma líquida) poderá ter uma capacidade de 14 milhões de m³/dia. O executivo destacou que o projeto é atrativo não só por toda infraestrutura oferecida no Porto, como também pelo fato de já existirem as linhas de transmissão da energia. – Queremos criar a segunda melhor solução para gás no Brasil, a primeira é a Petrobras – destacou Magela. Segundo o executivo, a ideia é, no futuro, também trazer ao novo pólo gás produzido nos campos tanto da Bacia de Campos como da Bacia de Santos dos campos do pré-sal. O executivo disse que em um primeiro momento o projeto poderá ser iniciado com uma termelétrica de 1,5 mil MW de capacidade. O presidente da Shell, André Araújo, presente no evento, destacou a importância da entrada em operação do terminal de petróleo (T-Oil) no Porto do Açu, que será utilizado para o transporte de petróleo produzido pela BG, empresa adquirida pela Shell no ano passado. Segundo André, parte das operações da companhia que eram realizadas no Uruguai passarão a ser feitas agora no Brasil. O petróleo que começará a ser movimentado pela BG no T-Oil virá da produção dos campos do pré-sal na Bacia de Santos. Segundo o executivo, a expectativa é que as operações sejam iniciadas até o fim de julho próximo. – O petróleo virá das plataformas para o terminal e daqui poderemos levar o óleo para exportações para diversas partes do mundo

– destacou Araújo. No Porto do Açú já estão em operação um total de 11 terminais, dos quais três foram inaugurados nesta terça-feira. (O Globo - 07.06.2016)

Tribunal estadual exige que Celesc devolva ações de empresa de gás

O Tribunal de Contas do Estado de Santa Catarina determinou o desfazimento do negócio entre a concessionária de energia elétrica Celesc e a SCGÁS. Segundo a decisão publicada no Diário Oficial do estado, a Celesc tem 180 dias para devolver ao Estado 1.827.415 ações ordinárias da SCGÁS compradas em 5 de junho de 2007, que perfazem o valor de R\$ 93 mi. O valor deverá ser devolvido atualizado monetariamente. Em comunicado ao mercado nesta segunda-feira, a Celesc informou que tomou ciência da decisão e que já interpôs recurso. A empresa argumenta que a operação entre a Celesc e a SCGÁS foi regular e dentro da legislação vigente à época, "inexistindo qualquer ofensa aos princípios da motivação do ato administrativo, conflito de interesse ou do interesse público". A Celesc atualmente é detentora de 17% do capital social da SCGÁS (51% das ações ordinárias), cuja receita operacional gira em torno de R\$ 875,8 mi anuais, com volume de gás vendido em torno de 632.033 mil m³, concentrados nos segmentos industrial e automotivo. "A Celesc adotará todas as medidas cabíveis administrativamente e judicialmente, a fim de garantir a participação e o controle acionário da SCGÁS", escreveu. (Agência CanalEnergia - 13.06.2016)

CEB contratará assessoria para venda de ativos de geração e distribuidora de gás

A CEB vai contratar empresa de assessoria para venda de seus ativos de gás e geração de energia, medida que era esperada desde o ano passado, quando a companhia anunciou seus planos de desinvestimento. Segundo comunicado ao mercado, a empresa pretende revisar orçamento de desinvestimento deste ano, a fim de "adequá-lo à necessidade de recepcionar os valores decorrentes de eventual alienação de participações detidas pela Companhia em empresas de geração e gás". Uma das principais usinas da companhia é a hidrelétrica Paranoá, da qual se formou o lago que é ponto turístico da cidade. A empresa possui fatias em outras hidrelétricas, como a participação de 15% da hidrelétrica Corumbá III. Além disso, a empresa controla a CEBGás, distribuidora de gás natural do DF. (Agência Brasil Energia - 14.06.2016)

MME discute medidas para transição suave com venda de ativos da Petrobras

O governo reconhece que terá de mudar o marco regulatório para garantir uma transição mais suave com a redução do papel da Petrobras na área de gás. O livre acesso a esse mercado tem sido reivindicado há muito tempo pela indústria, mas

o anúncio do plano de venda de ativos da estatal em áreas como transporte de gás e geração de energia elétrica tem causado apreensão entre empresários, que temem os impactos da transferência de um monopólio público para o setor privado. O evento promovido em conjunto pela CNI e a Abrace reforçou uma agenda que tem sido trabalhada por diversos setores industriais com o MME. (Agência Brasil Energia – 16.06.2016)

Diretora do departamento de gás do MME fala sobre a venda de ativos da Petrobrás

A diretora do Departamento de Gás Natural do MME, Symone Christine de Santana Araújo, destacou que o governo está aberto a propostas, e admitiu que será necessário alterar a regulação para garantir segurança jurídica em todos os elos da cadeia. Para Symone, o novo marco tem que ser capaz de refletir a realidade do setor. A representante do MME observou que o poder público talvez nunca tenha enxergado o papel que a Petrobras tinha no mercado de gás. A estatal, lembrou, forma preço porque está na oferta, e toma preço, porque está na distribuição. Symone também acrescentou que o governo tem um novo dilema: como garantir que o mercado de gás passe sem turbulências pela saída da estatal. (Agência Brasil Energia – 16.06.2016)

Gerente de energia da Abrace fala sobre a venda de ativos da Petrobrás

A gerente de Energia da Abrace, Camila Schoti, elencou cinco pontos considerados cruciais pelos grandes consumidores industriais de energia, no debate sobre os impactos do programa de desinvestimentos da Petrobras. O primeiro é o aprimoramento da regulação do setor de gás para incentivar tarifas competitivas e alocar melhor os custos. Os consumidores também defendem a criação de um operador do setor de gás natural, responsável pela gestão física da estrutura de gasodutos e pela alocação de contratos e tarifas, entre outras atribuições. Outro ponto diz respeito à distribuição e à autoimportação de gás. Para as indústrias é preciso permitir a formação do mercado livre nos estados para que o consumidor possa buscar outros fornecedores além das distribuidoras estaduais. E também aprovar uma regulação mais eficiente das margens de distribuição, para evitar que elas sejam corroídas pela variação dos preços do petróleo. Na exploração e produção, é importante garantir o acesso sem discriminação a gasodutos, unidades de processamento de gás natural e terminais de regaseificação do Gás Natural Liquefeito. E, finalmente, é necessário que a União deixe claro qual será seu papel na questão do gerenciamento dos estoques de gás no regime de partilha dos campos do pré-sal. Camila Schoti lembra que somente no campo de Libra são produzidos 7 milhões de metros cúbicos do insumo por dia. (Agência Brasil Energia – 16.06.2016)

Especialista em energia da CNI fala sobre a venda de ativos da Petrobrás

Para o especialista em energia da CNI, Rodrigo Garcia, o Brasil tem uma situação especial na comparação com outros países, porque geralmente a abertura de mercado acontece por decisão do Poder Executivo. No Brasil, ela vai acontecer por iniciativa da Petrobras, que adotou o programa de venda de ativos em razão da crise que atingiu a empresa. Para Garcia, terá de haver uma reforma de todo o arcabouço legal que existe para a modernização da Lei do Gás, aprovada há dez anos. "Não existe solução mágica. Ela é complexa, com agendas de curto e médio prazos", avaliou. O representante da entidade também aponta o fator de incerteza que cerca a renovação do contrato de suprimento de gás com a Bolívia, que vence em 2019. Atualmente, o Brasil tem contratados 30 milhões de metros cúbicos/dia, mas não há certeza em relação às bases de renovação e à própria quantidade contratada. (Agência Brasil Energia - 16.06.2016)

Venda de ativos da Petrobras impõe revisão da Lei do Gás, diz ministério

Diante da iminência de venda dos gasodutos controlados pela Petrobras, o governo se prepara para fazer uma revisão da Lei do Gás. O objetivo é adequar a legislação atual, sancionada em 2009, a um provável novo cenário de predomínio de agentes privados no setor. Um primeiro passo para identificar necessidades de mudanças foi dado com a constituição de uma força tarefa no MME para examinar o marco regulatório. "Se a decisão da Petrobras for de não mais atuar como operadora dos gasodutos de transporte, tem que haver uma mudança na legislação, seja para quem está interessado em comprar os ativos, seja para os consumidores de gás", disse o ministro Fernando Coelho Filho, em entrevista ao Valor. De acordo com ele, o ministério não entra nas negociações sobre a transferência do controle de ativos da Petrobras, mas precisa estar atento às diretrizes da política energética e ao papel de regulador do Estado. "A lei foi desenhada para uma situação de monopólio estatal. De lá para cá, não se construiu nenhum gasoduto novo. Isso é uma evidência de que algo está inadequado." Na avaliação de Coelho Filho, um pente fino já era necessário, mas se torna mais urgente diante da possibilidade de que haja um monopólio privado. "É a preocupação de todo mundo", afirma. A Petrobras faz uma ofensiva atualmente para se desfazer de ativos na área. Em maio, ela abriu negociações com a canadense Brookfield, por 60 dias e em caráter de exclusividade, para a venda Nova Transportadora do Sudeste (NTS). Em outra frente, pode repassar o controle da Transportadora Associada de Gás (TAG), que detém a infraestrutura de dutos nas regiões Norte e Nordeste. Juntas, as duas empresas representam 81% de toda a malha em operação da estatal hoje. A expectativa geral do mercado é de avanços em ambos os negócios no segundo semestre. Em um segundo momento, as discussões em torno da revisão da Lei do Gás podem ser ampliadas

para um grupo maior, segundo Coelho Filho. A ANP, o Cade e a Abegás podem se juntar às tratativas. (Valor Econômico – 23.06.2016)

Algás desenvolve sistema para monitorar gasodutos

A distribuidora alagoana Algás desenvolveu um sistema de monitoramento e automação para gasodutos. A tecnologia permite que a empresa acompanhe, em tempo real, dados relacionados à pressão, vazão e temperatura do gás natural na rede de distribuição, além do próprio consumo de cada cliente. “Estamos analisando diariamente o serviço oferecido aos nossos clientes residenciais, comerciais, industriais e postos de combustíveis [com o sistema supervisor]”, de acordo com Paula Silva, engenheira da gerência de Operações da distribuidora de Alagoas. O sistema também conta com um controle de alarmes de emergência, por meio do qual a Algás recebe avisos automáticos quando a tecnologia identifica qualquer tipo de alteração em relação aos padrões estabelecidos. Também é possível controlar a odorização do gás natural, medida de segurança obrigatória para todas as distribuidoras. Além disso, o equipamento também monitora as estações de regulagem e pressão, conhecidas como ERPs, que são responsáveis por checar a pressão do gás canalizado em toda a área atendida pela concessionária. (Agência Brasil Energia – 23.06.2016)

Metalúrgica Gerdau incorpora subsidiária Gerdau BG

A holding Metalúrgica Gerdau informou ao mercado no final de semana incorporação da Gerdau BG, subsidiária da companhia e avaliada em cerca de R\$ 536 mi, em meio a um processo de simplificação da estrutura societária e de controle. A incorporação da Gerdau BG pela Metalúrgica, que é controladora do grupo siderúrgico Gerdau, deve ocorrer em 7 de julho segundo comunicado enviado ao mercado no sábado. “A incorporação deverá resultar, dentre outras vantagens, em simplificação operacional e redução dos custos operacionais, administrativos e fiscais”, afirmou a Metalúrgica Gerdau no comunicado. A empresa acrescentou que como a Gerdau BG é subsidiária integral, não será necessária uma alteração no capital da companhia. (O globo – 27.06.2016)

TCU identifica irregularidades em despesas da Petrobras com termelétricas

O Tribunal de Contas da União (TCU) identificou gastos irregulares da Petrobras com a manutenção de termelétricas no Nordeste em uma análise sobre as despesas do governo em 2015. De acordo com o relatório, a companhia excedeu os valores aprovados para a atividade em R\$ 14,8 milhões. A previsão era que fossem alocados R\$ 189,8 milhões para a manutenção das unidades, mas foram gastos R\$ 204,6 milhões. “A realização de despesa em montante superior à dotação aprovada constitui-se irregularidade na execução do Orçamento de

Investimento das empresas BNDES e Petrobras, uma vez que o inciso II do art. 167 da Constituição Federal veda a realização de despesas que excedam os créditos orçamentários”, afirmou o relatório. Atualmente, a Petrobras é responsável pela gestão de 20 usinas termelétricas no país, das quais sete estão no nordeste -- sendo cinco na Bahia, uma no Ceará, e uma no Rio Grande do Norte. Ao todo, a companhia foi responsável pela execução de 95,8% do orçamento de investimento da União por meio de estatais. O TCU também apontou irregularidades nos gastos do BNDES na abertura de créditos suplementares sem autorização legislativa, insuficiência do contingenciamento de despesas e dívidas com bancos públicos. A presidente afastada Dilma Rousseff tem 30 dias para apresentar sua defesa. Procurada, a Petrobras não respondeu ao contato da reportagem até o fechamento desta matéria. (Agência Brasil Energia – 27.06.2016)

UTE Parnaíba II entra em operação comercial

A UTE Parnaíba II, da Eneva, entrou em operação comercial nesta sexta-feira (1/7). O empreendimento de 518,8 MW é o último do complexo Parnaíba a entrar em operação, que já conta com Parnaíba I (676 MW), III (176 MW) e IV (56,6 MW) na cidade de Santo Antônio de Lopes, no Maranhão. A Eneva, ex-MPX, conseguiu negociar a manutenção do contrato de suprimento de energia da Parnaíba II mesmo após entrar em recuperação judicial. O contrato prevê que, por 20 anos, a usina receba R\$ 425 milhões de receita fixa anual indexada ao IPCA, além de valores da receita variável para cobrir custos com combustível, operação e manutenção no período em que a UTE for despachada pelo ONS. O complexo Parnaíba soma 1,4 GW de capacidade instalada, o que representa 11% da matriz termelétrica a gás natural do país. “Agora, a Eneva passa a disponibilizar 2,2 GWm de energia firme para o Brasil”, de acordo com o diretor-presidente da empresa, José Drummond, em comunicado. A operação da usina ocorreu um dia após a Justiça Federal decidir pela conclusão do processo de recuperação judicial da Eneva, iniciado em dezembro de 2014, que chegou a um passivo de R\$ 2,4 bilhões. Com isso, a ex-MPX se tornou a primeira empresa da antiga holding do empresário Eike Batista a sair da recuperação judicial. (Agência Brasil Energia – 01.07.2016)

Alvo de calote, Petrobrás corta o fornecimento de gás para o Amazonas

A Petrobrás decidiu cortar o fornecimento de gás para a Amazonas Energia, empresa do grupo Eletrobrás responsável pelo abastecimento de todo o Estado. O corte de aproximadamente 1 milhão de metros cúbicos de gás por dia coloca em situação de risco a segurança energética de Manaus e de toda a região, principalmente em horários de pico de consumo, o que pode levar a rede de

distribuição ao estresse e, conseqüentemente, causar apagões. A decisão radical da Petrobrás, conforme apurou o Estado com uma fonte do governo, foi tomada após sucessivas tentativas de chegar a um acordo com a empresa sobre o pagamento da dívida. No mês passado, a Amazonas Energia deu um novo calote na Petrobrás, deixando de pagar uma das mensalidades previstas em negociação firmada em dezembro de 2014. Pelo acordo, a Amazonas Energia assumiu o pagamento de uma dívida de cerca de R\$ 3,5 bi, que seria quitada em 120 parcelas. No último mês, porém, a empresa simplesmente deixou de pagar a conta. Para complicar a situação, a Amazonas Energia passou a acumular novos passivos com a Petrobrás, uma conta extra que, segundo apurou a reportagem, hoje supera R\$ 2 bi. Em maio, fornecedor e cliente tentaram chegar a um acordo, mas a negociação não avançou. A Petrobrás notificou a Amazonas, dando prazo de 30 dias para que se achasse uma solução. Não se chegou a nenhum acordo. Hoje, a Petrobrás cobra a Amazonas Energia na Justiça. Procurada, a Petrobrás informou apenas que “continua conversando e negociando com todos os parceiros envolvidos em seus negócios”. A Eletrobrás e a Amazonas Energia não responderam até o fechamento da reportagem. Internamente, a Petrobrás não consegue entender por que a Amazonas Energia simplesmente não honra a sua dívida. A rigor, a empresa recebe, todos os meses, recursos pagos pelo consumidor de todo o País, via conta de luz, para quitar essa despesa, ou seja, não se trata de recursos que saiam dos cofres da distribuidora, mas sim do bolso do cidadão. Toda a negociação feita entre a Petrobrás e a distribuidora da Eletrobrás foi intermediada diretamente pelo governo, no fim de 2014. Hoje, Manaus é a única cidade do Estado que está conectada ao SIN, rede que transmite energia para todo o País. O resto do Amazonas é abastecido por redes isoladas e supridas por usinas termoelétricas movidas a óleo combustível e diesel. A Aneel já criticou, em diversos processos, a gestão da Amazonas Energia. Entre os maiores problemas estão casos como duplicidade de compra de combustível para uma mesma usina e contratos nos quais o preço do insumo chega a superar até mesmo o valor das tabelas de postos de combustível. A empresa também registra índices alarmantes de furto de energia, os tradicionais “gatos”. (O Estado de São Paulo – 02.07.2016)

Parnaíba Gás Natural eleva produção em 70% e garante entrega de gás para a térmica da Eneva

A Parnaíba Gás Natural (PGN), ex- OGX Maranhão, está produzindo 8,4 milhões de metros cúbicos de gás desde a zero hora de sexta-feira. O volume representa aumento de quase 70% na produção da PGN na Bacia do Parnaíba, que era de 4,9 milhões de metros cúbicos diários. Com isso, garantiu a entrega de gás combustível para a térmica Parnaíba II, da Eneva (ex- MPX, uma das sócias da PGN). Parnaíba II tem capacidade instalada para gerar 518,8 MW de energia e

entrou em operação comercial na última sexta-feira. Com a autorização da Aneel para operar comercialmente, a usina passa a ser remunerada de acordo com seu contrato de energia no ambiente regulado, como informou a Eneva em nota. (Valor Econômico – 04.07.2016)

Eneva cumpre TAC firmado com a Aneel com entrada da térmica Parnaíba II

A entrada em operação da usina térmica Parnaíba II permite que a Eneva cumpra o termo de ajuste de conduta (TAC) firmado com a Aneel em 2014. O TAC postergava até hoje, 1º de julho, o início dos contratos, que se encerram em abril de 2036, entre outras decisões do regulador. A maior produção de gás é fruto de um esforço de gestão e de investimentos de R\$ 1 bilhão em um ano e meio. Pedro Zinner, presidente da PGN, diz que o grande desafio da empresa era a capacidade de execução do projeto a partir do momento em que os novos controladores assumiram a empresa, em março de 2014. Era preciso quase dobrar a produção de gás e nesse período outros cinco campos de gás foram declarados comerciais – Gavião Branco, Gavião Branco Sudeste, Gavião Vermelho, Gavião Caboclo e Gavião Preto – e foram construídos 94 km de gasodutos. "É a coisa mais importante é que isso aconteceu em um momento em que o grupo enfrentou muitos desafios com a reestruturação. Mas a PGN conseguiu entregar antes do tempo e com orçamento abaixo do projetado", disse Zinner ao Valor. A PGN perfurou 30 poços no ano passado, o que o executivo afirma ter sido a maior campanha privada em área terrestre no Brasil. Os custos nesse período baixaram. Zinner observa que o primeiro poço perfurado na área em outubro de 2010 (em Gavião Azul), ainda pela OGX Maranhão, custou US\$ 24 milhões. Em 2014 esse preço tinha baixado para US\$ 7,5 milhões e em 2016 custam US\$ 3,5 milhões cada, segundo ele. Com a entrada em operação de Parnaíba II, a Eneva informa que terá receita fixa, por 20 anos, em torno de R\$ 425 milhões, reajustados pelo IPCA. Também está prevista receita variável destinada a cobrir custos com combustível, operação e manutenção incorridos quando a usina receber ordem de despacho do ONS. (Valor Econômico – 04.07.2016)

Petrobras corta gás de térmica em Manaus

A Petrobras cortou o fornecimento de gás natural à termelétrica Aparecida, que atende a parte de Manaus, por falta de pagamento pela Eletrobras, dona do combustível, segundo informou a Reuters. A medida representa um endurecimento nas negociações entre as estatais, especialmente no momento em que a Eletrobras buscava uma saída para o impasse, que trava negócios com as elétricas do Norte do país. De acordo com a reportagem, a petroleira estatal afirmou que a Amazonas Energia e a Eletrobras estão inadimplentes com a Petrobras com o pagamento de combustível, mas os valores da dívida não foram

citados. A dívida da Eletrobras com a Petrobras motivou inclusive emendas à MP 706, pois o passivo é o principal impasse para a renovação das concessões das distribuidoras de energia, além da eventual privatização dessas companhias. (Agência Brasil Energia – 04.07.2016)

Audiência pública na Câmara discutirá venda da Liquigás

A CME da Câmara dos Deputados fará uma audiência pública em 7 de julho para discutir a venda da Liquigás, subsidiária integral da Petrobras criada para atuar no engarrafamento, distribuição e comercialização de GLP. A audiência foi proposta pelo deputado Domingos Sávio (PSDB-MG). O parlamentar questiona avaliações que indicaram que a venda está avaliada entre R\$ 1,2 bi e R\$ 1,5 bi, sendo que em apenas um ano, a subsidiária faturaria R\$ 1,4 bi somente com a venda de botijões de uso residencial. Foram convidados para a audiência o presidente da Liquigás, Antônio Eduardo de Castro; o presidente do Cade, Vinícius Carvalho; o presidente da Associação Brasileira dos Revendedores de GLP, Alexandre Borjaili; a gerente do Jurídico de Aquisições e Desinvestimentos da Petrobras, Cláudia Zacour; o representante da Federação dos Trabalhadores no Comércio de Minérios e Derivados de Petróleo no estado de São Paulo, Wagner da Silva; e o presidente do Sitramico de Minas Gerais, Leonardo de Freitas. A Liquigás está presente em quase todos os estados brasileiros, e conta com 23 centros operativos; 19 depósitos; 1 base de armazenagem e carregamento rodoferroviário; e uma rede de aproximadamente 4.800 revendedores autorizados, com participação de mercado de 23%. Um estudo recentemente divulgado pelo BTG Pactual estima que o valor de mercado da subsidiária gira entre R\$ 1,139 bi e R\$ 1,995 bi. As negociações para a venda começaram no mês passado. Ao todo, a Petrobras planeja levantar US\$ 14,4 bi com a venda de ativos entre 2015 e 2016 e US\$ 42,6 bi em 2017 e 2018. (Agência Brasil Energia – 04.07.2016)

Óleo e Gás retoma produção no campo de Tubarão Martelo

A Óleo e Gás Participações, em recuperação judicial, informou nesta segunda-feira que retomou a produção no campo de Tubarão Martelo por meio a plataforma FPSO OSX-3, após uma autorização da ANP. Em janeiro, a Óleo e Gás havia solicitado à ANP a interrupção da produção por até um ano devido a adversidades de mercado, incluindo a queda acentuada do preço do petróleo. (O Globo – 04.07.2016)

QGEP corta previsão de produção no ano em 10%

O menor consumo de gás natural no Brasil, influenciado pela crise econômica, levou a Queiroz Galvão Exploração e Produção Participações (QGEP) a cortar em

10,5% a estimativa de produção anual no Campo de Manati, no litoral da Bahia, em 2016. Agora, a companhia espera produção média anual de 5,1 milhões de m³ de gás, abaixo dos 5,7 milhões projetados anteriormente, "considerando um cenário de baixa demanda pelos próximos seis meses". "Nos últimos 12 meses, o consumo de gás no Brasil registrou um declínio da ordem de 25% de acordo com os últimos dados divulgados pelo Ministério de Minas e Energia, resultando em excesso de oferta de gás natural", afirmou, em fato relevante, o presidente da companhia, Lincoln Guardado. O executivo observa, porém, que apesar da menor produção, as operações no Campo de Manati são eficientes e rentáveis. "Acreditamos que este fenômeno é conjuntural e brevemente teremos a retomada do consumo", disse Guardado. Ao fim do primeiro trimestre, a QGEP tinha R\$ 1,3 bi em caixa. Esses recursos, somados ao fluxo de caixa, permitem à Queiroz Galvão "prosseguir com os compromissos planejados" no portfólio de desenvolvimento e exploração para 2016 e 2017. No segundo trimestre, a produção média de gás no Campo de Manati totalizou 5 milhões de m³ por dia. Em abril, a produção chegou a 6 milhões de m³ diários, mas houve declínio em maio e junho "em função da queda significativa no consumo de gás em todo o território nacional", informou a companhia. "Reafirmamos que o Campo de Manati continua com a capacidade de produção mantida em 6 milhões de m³ diários", informou. A QGEP estima que a margem Ebitda do Campo de Manati vai se manter entre 60% e 65%, "mais que suficiente para sustentar as operações atuais". (Valor Econômico - 05.07.2016)

Cemig volta a estudar venda da Gasmig

Enfrentando um endividamento elevado com custo cada vez mais alto, a direção da Cemig voltou a estudar a possibilidade de desfazer da empresa distribuição de gás do Estado, a Gasmig. A estatal mineira precisa fazer caixa e já havia informado seu interesse em sair de ativos onde não tem o controle ou que não fazem parte de seu 'core business'. A empresa não comenta que ativos poderá vender. O Valor apurou com duas fontes familiarizadas com as discussões que faria mais sentido para a empresa vender a Gasmig do que abrir mão de usinas ou PCHs. Uma das fontes ouvidas pela reportagem disse hoje que para Minas Gerais o que interessa mais é ter um serviço eficiente de distribuição de gás e que isso não exige necessariamente que o Estado seja dono de uma empresa de gás. Sem alienação de ativos, estatal deve continuar apresentando uma alavancagem elevada nos próximos anos "É um ativo que interessa a grandes grupos internacionais que vêm esse momento o Brasil como uma grande oportunidade para fazer negócios", disse ao Valor o presidente da Gasmig, Eduardo Andrade. Ele afirmou, no entanto, não ter informações de que a Cemig esteja considerando vender o negócio de gás. A direção da Cemig ainda não enviou para o conselho de administração um plano sobre o que abrir mão. A ideia inicial da empresa é

se desfazer de ativos que não façam parte da sua atividade fim: geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. "A Cemig não vai vender PCHs. Mas outros ativos que não seu foco, sim", disse uma fonte ao Valor. A Cemig tem 99,57% na Gasmig e 0,43% pertence ao município de Belo Horizonte. Se a ideia de sair da Gasmig prosperar, a estatal e, sobretudo o governador de Minas Fernando Pimentel (PT), terão de lidar com uma questão politicamente delicada. Esta não é a primeira vez em que a venda da Gasmig entra no radar da Cemig. Em 2014, o governo mineiro buscou um sócio para dividir os investimentos necessários para construção de um gasoduto para alimentar a fábrica de fertilizantes que a Petrobras pretendia construir em Uberaba, no Triângulo Mineiro. A espanhola Gás Natural Fenosa (controladora das distribuidoras CEG, CEG Rio e Gás Natural SPS) manifestou interesse pela distribuidora e chegou a anunciar um acordo para se associar à Cemig em investimentos conjuntos no setor de distribuição de gás. O plano era que a distribuidora de gás estatal mineira fosse privatizada e absorvida pela nova empresa a ser criada pela Fenosa e Cemig. Essa empresa seria controlada pelos espanhóis. (Valor Econômico – 06.07.2016)

Venda da Gasmig passa a ser mais bem avaliada

O governo de Minas -então comandado pelo governador Alberto Pinto Coelho (PP) - tentou facilitar as regras para a privatização. Mas por pressão do PT, que estava na oposição na época, e de sindicatos de trabalhadores, a proposta foi engavetada. "Vamos brigar contra a privatização, qualquer que seja o governo", promete o coordenador geral do Sindieletro, Jefferson Silva. Com vendas de 3,1 milhões de m³ diários de gás natural, a Gasmig está entre as dez maiores empresas do mercado de distribuição e é uma das empresas com mais potencial de crescimento no setor. A companhia está apenas começando a desenvolver o mercado em Minas. Segundo Eduardo Andrade, no início de 2015, quando assumiu, a empresa tinha 2 mil clientes residenciais e comerciais e hoje são mais de 7 mil. A meta é chegar ao fim deste ano com 17 mil a 19 clientes e a 80 mil até 2018. No ano passado, a Gasmig lucrou R\$ 117,07 mi, uma queda de 17% ante 2014, atribuída ao maior dispêndio com juros da dívida. Já as receitas líquidas cresceram 0,9%, para R\$ 1,332 bi, alavancadas pelo maior consumo das termelétricas, enquanto a geração de caixa pelo conceito Ebitda subiu 4,75%, para R\$ 213,4 mi. O resultado em 2015 rendeu aos acionistas uma distribuição de R\$ 53,6 milhões em dividendos e juros sobre capital próprio. Sem citar números, Andrade afirma que o lucro líquido no primeiro semestre de 2016 ultrapassou as previsões. Sem a venda de ativos, a Cemig continuará desrespeitando as cláusulas contratuais restritivas ("covenants") até 2020, ao menos de acordo com as projeções da própria companhia. No fim do primeiro trimestre, a alavancagem medida pela relação entre dívida líquida e Ebitda estava em 4,39 vezes. O limite

previsto no estatuto da empresa é 2,5 vezes. Projeções apresentadas pela Cemig no fim de maio indicavam que a alavancagem continuará acima de 4 vezes nos próximos anos, a menos que a companhia consiga amortizar dívida com ganhos obtidos com a venda de ativos. Para 2016, a companhia conseguiu o "waiver" (perdão) desses covenants. No evento de divulgação das estimativas em maio, o diretor de relações com investidores da estatal mineira, Fabiano Maia Pereira, disse que a Cemig poderá pedir o "waiver" da alavancagem "anualmente" aos credores até que o indicador retorne aos patamares desejados. Pereira admitiu que o endividamento estava elevado e que a rolagem da dívida estava mais cara do que o desejado. "Temos algumas estratégias que vamos começar a aprofundar no segundo semestre, buscando outros potenciais investidores em renda fixa, para que possam contribuir com a rolagem da companhia", disse. Na época, falou também da venda de ativos. "Temos olhado para ativos, fundamentalmente os que não temos controle. O planejamento da companhia é voltar os olhos para eles e colocá-los à venda, obviamente com valores satisfatórios." O governo mineiro, antes contrário às vendas de ativos, já considera as privatizações para abater a dívida com a União. Em entrevista recente ao Valor, o secretário de Governo, Odair Cunha, disse que essa é uma "possibilidade." (Valor Econômico - 06.07.2016)

Eletrobras busca solução imediata para suprimento de gás para UTEs de Manaus

A Eletrobras informou em comunicado na última segunda-feira, 4 de julho, que a decisão da Petrobras de cortar o gás que supre a UTE Aparecida e para a UTE Mauá Bloco III ainda não impactou no fornecimento de energia para Manaus (AM). Entretanto, a empresa diz ser necessária encontrar uma solução imediata para o fornecimento, para evitar o risco de cortes de energia na capital amazonense. Ela prometeu o pagamento de R\$ 433 mi como providência. Segundo a Petrobras, a Amazonas Energia e a Eletrobras estão inadimplentes com a empresa quanto ao pagamento pelo fornecimento de gás ao Amazonas. Ela conta que vem adotando medidas administrativas e judiciais previstas no contrato para cobrar os débitos acumulados, sem prejuízo da avaliação de propostas para regularização da dívida. O corte no fornecimento teria sido realizado para resguardar os direitos e seguindo as regras acertadas. No comunicado, a estatal lembra que no início de junho a Eletrobras Amazonas Energia (AM) já havia renegociado com fornecedores de óleo combustível e gás natural contratos de dívidas contraídas até dezembro de 2014. Os acordos estão garantidos pelos recebíveis da Conta de Consumo de Combustíveis e pela Eletrobras. O descasamento da Conta CCC fez com que a Amazonas Energia tivesse que negociar novos acordos com a Petrobras e a Cigás para dívidas feitas após dezembro de 2014, de modo a evitar a interrupção do sistema. A subsidiária

da Eletrobras também alega que depende operacionalmente do repasse dos subsídios dos subsídios da CCC e da Conta de Desenvolvimento Energético. (Agência CanalEnergia – 05.07.2016)

Amazonas Energia paga R\$ 500 mi e tem restabelecimento de gás

O fornecimento de gás para a Amazonas Energia está sendo retomado aos poucos após a distribuidora ter recebido R\$ 500 mi para o pagamento de gás à Petrobras. De acordo com o diretor geral da Aneel, Romeu Rufino, a empresa estava com dificuldades de receber esses valores por uma questão operacional que está superada e que foi solucionada. Esse valor refere-se à liberação de créditos da CCC que a empresa pleiteava junto a agência. Segundo ele, a agência ainda não validou uma parcela que a estatal indica ser de direito de recebimento e que elevaria o montante da CDE para o ano de 2016. Esse pleito está em análise na agência, mas ainda não tem data para a deliberação. Sobre a dívida passada de R\$ 9,6 bi da Eletrobras com a Petrobras, o pagamento do parcelamento foi interrompido e continua nessa situação. Esse valor refere-se ao fornecimento de gás até dezembro de 2014 a térmicas na região Norte, cujo montante foi renegociado em 120 meses. O secretário executivo do MME, Paulo Pedrosa, comentou após reunião com agentes do setor que há um cardápio de soluções para o problema da Eletrobras. (Agência CanalEnergia – 07.07.2016)

Petrobras quer reduzir riscos com a Bolívia

Após vender 49% da Gaspetro para a Mitsui e dar início às conversas com a Brookfield para venda da Nova Transportadora do Sudeste (NTS), a Petrobras deu mais um sinal de que pretende reduzir sua presença no mercado de gás. Em meio às negociações sobre a renovação do contrato de importação com a Bolívia, a estatal brasileira tem sinalizado que não vai mais tomar a dianteira na mesa de negociação e que caberá ao governo e aos demais agentes do setor a tarefa de negociar diretamente com os bolivianos a prorrogação dos contratos que vencem em 2019. A ideia da Petrobras é não mais assumir os riscos de importação. Atualmente, é a estatal quem compra o gás e o entrega às distribuidoras, assumindo não só a missão de garantir o abastecimento ao mercado nacional como os riscos associados à cláusula de "take-or-pay" (que fixa volumes mínimos de compra de gás, de 24 milhões de metros cúbicos diários). Às distribuidoras, a estatal tem sinalizado que, a partir de 2019, pretende comprar praticamente 50% do que importa hoje (31 milhões de m³ ao dia). O foco será o suprimento de suas unidades próprias (refinarias e termelétricas, por exemplo). Cosme Polese, presidente da SCGás (SC), diz que as distribuidoras que consomem o gás da Bolívia – Sulgás (RS), SCGás, Compagas (PR) e MSGás (MS) – já começaram a se organizar para negociar com os bolivianos. "Hoje, temos

relação comercial com um supridor: a Petrobras. A partir de 2019, haverá outros players, como YPFB [estatal boliviana]. As distribuidoras terão que construir uma solução, uma sociedade de propósito específico (SPE) ou um consórcio". (Valor Econômico – 11.07.2016)

MSGás: entendimento com os bolivianos precisa avançar logo

Os contatos com a Bolívia já começaram e envolvem também o MME. Embora o contrato só vença em 2019, o presidente da MSGás, Rudel Trindade, diz que o entendimento com os bolivianos precisa avançar logo. "Nossos clientes estão pedindo mais gás. É por isso que estamos trabalhando para ter o quanto antes uma definição. Para garantirmos ao cliente que podemos firmar um contrato de tantos anos a um preço tal, melhor", explica. (Valor Econômico – 11.07.2016)

Compagas amplia carteira de clientes em 7% em 2016

A carteira de clientes da Compagas, distribuidora de gás natural do Paraná, cresceu mais de 7% no primeiro semestre de 2016. Foram conectados 46 novos prédios, com 1.746 residências, à rede de distribuição da Compagas de Curitiba, capital do estado. No segmento comercial, a concessionária paranaense fechou cinco novos contratos de fornecimento somente na última semana de junho, todos na capital. Somados, os contratos somam volume superior 1.200 m³/mês de gás natural. Dois desses cinco clientes terão entrega imediata, outros dois vão receber a partir de outubro desse ano e o último, em março de 2017, quando a Compagas concluir as obras de expansão no centro de Curitiba. Atualmente, a Compagas atende ao consumo de 440 estabelecimentos comerciais nas cidades de Curitiba, Campo Largo, Campina Grande do Sul, São José dos Pinhais e Ponta Grossa. Já no mercado residencial, são 692 edifícios, com mais de 32,9 mil apartamentos. Outra concessionária de distribuição da região Sul do país fechou um novo contrato recentemente, desta vez no segmento industrial. A cerâmica Reframa Refratários tem fábrica no município de Morro da Fumaça, em Santa Catarina, capaz de produzir cerca de 2,8 mil toneladas de tijolos refratários. As indústrias consomem 84% de todo o gás natural distribuído pela SCGás no estado, com média aproximada de 1,4 milhão de m³/dia, registrada em maio de 2016. Das 230 unidades atendidas pela companhia, 56 estão na região norte do estado e com consumo médio de 590 mil m³/dia. (Agência Brasil Energia – 11.07.2016)

Petrobras prorroga período de exclusividade para negociação da venda da NTS com a Brookfield

A Petrobras prorrogou por mais 30 dias o período de exclusividade para negociação da venda da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) com o consórcio

liderado pela gestora canadense Brookfield. Segundo a empresa, as negociações seguem e a transação ainda está sujeita à aprovação de seus termos e condições finais pela diretoria e pelo conselho de administração da estatal, além dos órgãos reguladores competentes. A NTS é o resultado da cisão da Transportadora Associada de Gás (TAG), que concentra a malha de gasodutos da estatal na região Sudeste. (Valor Econômico - 13.07.2016)

Potigás reduz preço do gás natural em 5% no Rio Grande do Norte

A tarifa do gás natural canalizado diminuiu 4,9% nos segmentos residencial e comercial do Rio Grande do Norte, enquanto as indústrias do estado tiveram redução de 4%, de acordo com a Potigás. A distribuidora do RN repassou aos seus clientes o reajuste feito pela Petrobras no preço do gás natural nacional. A Petrobras, responsável pelo fornecimento de gás às distribuidoras, fez o reajuste para alinhar o preço do gás nacional com o valor mais baixo do petróleo no mercado internacional. Diversas concessionárias já fizeram o repasse, entre elas: Algás (AL); Cegás (CE); Comgás (SP); GasBrasiliiano (SP); e agora também a Potigás. (Agência Brasil Energia - 13.07.2016)

Petrobras volta a abastecer térmicas da estatal elétrica

A Petrobras restabeleceu o fornecimento de 1 milhão de m³ diários de gás natural para a termelétrica de Mauá, em Manaus (AM), após ter sido quitada parte da dívida vencida pela Amazonas Energia e sua garantidora Eletrobras. A petroleira, no entanto, mantém suspenso o suprimento para a usina de Aparecida, também na capital do Amazonas, enquanto a elétrica não pagar os débitos acumulados. "A Petrobras restabeleceu dia 7 o fornecimento de 1 milhão m³ ao dia de gás natural à Usina Termelétrica de Mauá, após ter recebido pagamento parcial pela dívida vencida da Amazonas Energia e de sua garantidora Eletrobras após novembro de 2014", informou a empresa, em nota ao Valor. "A Petrobras continua adotando as medidas previstas no contrato de fornecimento de gás para cobrar os débitos acumulados. Permanece suspenso o fornecimento de gás para a UTE Aparecida." Na última semana, a Aneel acatou parcialmente pedido de extinção de débitos das distribuidoras da Eletrobras no Norte e Nordeste, o que permitiu a essas empresas acessar recursos de fundos setoriais para quitar parte da dívida relativa ao fornecimento de combustível para termelétricas. Na prática, a Aneel autorizou o repasse de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) para credores das distribuidoras. A Eletrobras, porém, também pretendia resgatar valores da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), o que foi negado pelo órgão regulador. A dívida de quatro distribuidoras da Eletrobras somava um total de R\$ 532 mi. No dia 4 de julho, a elétrica informou que pagaria naquela data um valor de R\$ 433

mi relativo às dívidas com a Petrobras. Desde a interrupção de fornecimento do energético para a térmica de Aparecida, informado pela Petrobras no início do mês, a Eletrobras garantiu que não há risco de desabastecimento elétrico na capital do Amazonas. (Valor Econômico – 18.07.2016)

Cegás aumenta atuação no GNC

A distribuidora Cegás comprou cinco carretas equipadas com kits de gás natural comprimido (GNC), com uma capacidade total de 160 m³. Esses equipamentos são utilizados para atender ao consumo de gás natural de cidades do Ceará não conectadas à rede de distribuição ou de clientes que tiveram o fornecimento interrompido provisoriamente. As carretas adquiridas incluem estações de regulação, compressão e descompressão de gás natural – que por sua vez são compostas por cilindros de alta pressão. Essa estrutura é acoplada a veículos utilitários transportados por empresas habilitadas pela ANP, de acordo com a Cegás. Em junho deste ano, a tarifa de gás natural cobrada pela Cegás caiu, em média, 6,3%. O reajuste, que não inclui o gás fornecido para usinas termelétricas, é decorrente da mudança feita pela Petrobras no preço do energético vendido para algumas distribuidoras do país, em função do valor internacional em queda. (Agência Brasil Energia – 18.07.2016)

Termelétrica Iaco Agrícola finaliza expansão

A termelétrica Iaco Agrícola colocou em plena operação a segunda unidade geradora, parte da expansão da usina. O projeto inclui nova turbina de condensação com extração da Siemens, de 34 MW, para ampliar a exportação de energia e fornecer vapor para a área industrial do empreendimento. Com a unidade, a capacidade da usina passa de 30 MW para 64 MW. O equipamento, do modelo SST-300, foi encomendado em 2015 pela geradora Iaco Agrícola e está em testes desde junho deste ano. O aval da Aneel para operação comercial veio neste sábado (16/7). O projeto fica na cidade de Chapadão do Sul, Mato Grosso, e é movido à biomassa. A primeira turbina está em operação comercial desde 2014, porém, quando foi inaugurada em 2009, a usina produtora de etanol utilizava a energia elétrica gerada pelo bagaço de cana-de-açúcar apenas para consumo próprio. A Norte Energia também iniciou neste sábado (18/7) a operação comercial de nova unidade geradora da casa de força principal da hidrelétrica Belo Monte (11.233 MW – PA). Com 611,1 MW de capacidade, a turbina estava em testes desde junho. A primeira unidade entrou em plena operação em abril. A usina já possui quatro turbinas em operação comercial da casa de força complementar, chamada Sítio Pimental, que somam 155,4 MW. O projeto possui ao todo 24 unidades e tem previsão de conclusão em 2019. O parque Santa Mônica I (18,9 MW – CE) iniciou os testes de nova unidade

geradora. A usina possui ao todo sete aerogeradores, de 2,7 MW cada, e fica no município de Trairi. A usina foi negociada no leilão A-3 de 2015, com previsão para entrar em plena operação em outubro deste ano. (Agência Brasil Energia – 18.07.2016)

Petrobras voltou a fornecer gás para térmica da Eletrobras no AM

A Petrobras restabeleceu no último dia 7 de julho, o suprimento de 1 milhão de m³ de gás natural por dia para a UTE Mauá (AM). A usina é de propriedade da Eletrobras Amazonas Energia e teve o fornecimento cortado por dívidas vencidas da Eletrobras. As dívidas remetem ao período posterior a dezembro de 2014 - o período anterior está equacionado - e ocorreram por problemas na Conta de Consumo de Combustíveis. A Petrobras continua adotando medidas previstas no contrato de fornecimento para cobrar os débitos acumulados. Ainda de acordo com a nota, o fornecimento para a UTE Aparecida continua suspenso. (Agência CanalEnergia – 18.07.2016)

Petrobras começou a exportar energia para a Argentina

Petrobras começou a exportar para a Argentina a energia elétrica excedente de suas usinas térmicas a gás natural. "A primeira exportação ocorreu em 5 de julho quando enviamos uma média de 213 MW," informou a petroleira em comunicado. Petrobrás acrescentou que sua previsão é atender entre julho e agosto deste ano, a demanda da Argentina por cerca de 860 MW de energia, em média, "o suficiente para servir uma cidade de 500.000 habitantes." Segundo o informado, o contrato que firmou com a empresa argentina Tradener – com vigência até 2018 - prevê tanto a venda direta de energia como a de gás natural para usinas térmicas de terceiros na Argentina. Pelo acordo, a Tradener irá adquirir energia e gás natural, tanto da Petrobras como de outros fornecedores para o mercado no país. Segundo a Petrobras, a iniciativa "vantajosa para ambas as partes", foi possível porque, com o aumento do nível das reservas de água na hidrelétrica brasileira, se reduziu a demanda brasileira pela energia gerada por usinas térmicas, e agora é possível exportar os excedentes. (El Inversor – Argentina – 18.07.2016)

MSGás nega ter iniciado negociações com a Bolívia

A MSGás afirmou que ainda não está negociando com a Bolívia um novo contrato de fornecimento de gás natural enquanto aguarda um posicionamento da Petrobras. Ao contrário do que circula no mercado, a distribuidora do Mato Grosso do Sul disse ainda não saber se terá que comprar o gás diretamente com a YPFB – diante da possível decisão da Petrobras de reduzir o volume adquirido após 2019, quando vence o contrato. Já Cósme Polêse, presidente da distribuidora

catarinense de gás natural SCGás, disse que “a Petrobras já sinalizou [para as concessionárias atendidas pelo Gasbol] que não será a contratante do volume de gás natural do qual precisamos hoje, o que significa que teremos que buscar soluções próprias”. O Brasil importa hoje 30% de sua demanda de gás natural pelo Gasbol (cerca de 32 milhões de m³/dia), volume que foi negociado em 1996, quando a Petrobras assinou um acordo de longo prazo com a estatal boliviana YPFB que garantia o suprimento até 31 de dezembro de 2019. Com a proximidade do final do contrato, o mercado de gás natural se preocupa com os termos do novo acordo. Para a Sulgás, que atende ao mercado do Rio Grande do Sul, a negociação para compra de gás natural produzido na Bolívia é muito importante e, “por isso, [a distribuidora] tem participado de fóruns de discussão com outras companhias, a fim de buscar a melhor alternativa para essa aquisição”. Procurada, a Comgás (SP) citou a importância da oferta boliviana, mas não entrou em detalhes sobre a negociação. Já a Petrobras se limitou a dizer que “vai avaliar os termos e as condições de um possível novo contrato de importação de gás natural boliviano”. As empresas de distribuição da região Sul têm 100% de sua demanda atendida pelo gás boliviano, além da Comgás, que recebe cerca de 40% via Gasbol, e da MSGás. Em 2015, a concessionária do MS distribuiu 1 bilhão de m³/dia de gás natural no estado, período em que foi responsável por 8,5% de todo o volume transportado pelo Gasbol. (Agência Brasil Energia – 21.07.2016)

Comgás e Petrobras estendem contrato de termelétrica

A diretoria da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (Artesp) aprovou a prorrogação, até dezembro de 2016, de contrato firmado entre a Petrobras e a Comgás, distribuidora que atende 75 municípios paulistas. A autorização permite a continuidade de fornecimento de combustível à termelétrica Fernando Gasparian (SP-386 MW) que, juntamente com as usinas Piratiniga (190 MW) e Euzébio Rocha (219 MW), soma capacidade instalada de 795 MW da petroleira no estado. É o nono aditivo celebrado entre as empresas, desde a assinatura do acordo principal, em 2005. Como a usina não opera na base do Sistema Interligado, mas é acionada pelo ONS, o fornecimento de gás não é firme, ou seja, não tem volume de consumo previamente estabelecido. A modalidade comercial do contrato é pass trough, com remuneração à Comgás apenas pelo uso da estrutura de dutos da distribuidora. A Artesp também liberou a GasBrasiliano, companhia de gás canalizado da Petrobras – responsável pelo atendimento à região Noroeste do estado de S. Paulo – para explorar sistema de distribuição do município de Catanduva por meio da implantação de projeto estruturante de GNC. Antes de iniciar o projeto, a petroleira deverá ainda submeter à agência o resultado de processo de consulta ao mercado para obtenção da menor cotação para a contratação das atividades de

compressão/liquefação, transporte e descompressão/regaseificação necessárias ao suprimento. (Agência Brasil Energia – 22.07.2016)

Liquigás será totalmente vendida

A Petrobras confirmou que vai vender 100% do controle da Liquigás, distribuidora de GLP. A gerente-executiva de Aquisições e Desinvestimentos da estatal, Anelise Quintão Lara, disse em entrevista coletiva que a empresa vai sair do mercado de GLP, dentro do plano de venda de ativos da companhia, diferentemente da BR Distribuidora, que terá a venda da maior parte do capital, mas com gestão compartilhada, anunciada nesta sexta-feira (22/7). Anelise não deixou claro, porém, se a venda da Liquigás inclui ativos como terminais de GLP da Petrobras, que não estão diretamente sob o guarda-chuva da distribuidora de GLP. A executiva salientou, porém, que além da BR Distribuidora e da Liquigás, outros ativos serão negociados sob a ótica da gestão compartilhada. "O modelo compartilhado pode ser replicado para outros ativos que podem fazer operação integrada na cadeia de petróleo", disse. Ela também afirmou que a Petrobras prorrogou por 30 dias o processo de exclusividade com a canadense Brookfield para apresentar proposta de compra da Nova Transportadora do Sudeste, que reúne em sua malha, o Gasoduto Sudeste-Nordeste, entre outros. (Agência Brasil Energia – 22.07.2016)

Gasmig leva gasodutos para centro-sul de Belo Horizonte

A Gasmig inicia na próxima terça-feira (26/7) as obras de expansão da rede de distribuição de gás natural em Belo Horizonte, capital de Minas Gerais. Dessa vez, a distribuidora vai construir cerca de 7 km de gasodutos em 24 ruas do bairro Santa Lúcia, região centro-sul da cidade. O projeto prevê gasodutos constituídos de polietileno de alta densidade (PEAD), instalados pelo método não destrutivo, que minimiza a abertura de valas em quase 90%, segundo a companhia. Na última semana, a Gasmig concluiu a etapa de gaseificação do bairro Buritis, zona oeste de Belo Horizonte. Nessa fase, foram instalados 12 km de gasodutos e mais de 170 válvulas para conexão de futuros clientes. Já estão construídos 30 km de rede de distribuição, que atendem 2 mil clientes. A expectativa é que mais 7 mil unidades consumidoras se instalem com o crescimento do bairro. (Agência Brasil Energia – 25.07.2016)

Petrobras vai buscar sócios para gerir malha de gás

O novo posicionamento da Petrobras é buscar parceiros para compartilhar sua infraestrutura logística de abastecimento, disse ontem o diretor de Refino e Gás Natural da estatal, Jorge Celestino. Diante desse novo cenário de mercado, em que a estatal se prepara para reduzir sua posição praticamente monopolista no

setor, o governo pretende acelerar as discussões sobre ajustes no atual marco regulatório do gás para atrair novos agentes para a área. A palavra de ordem hoje na estatal, segundo Celestino, é compartilhar logística - o que passa também pelo compartilhamento dos riscos. O diretor destacou que a empresa continuará como uma importante produtora de óleo e gás, mas que a petroleira caminha na direção de "compartilhar os ativos, desenvolver parcerias e minimizar qualquer investimento em novos ativos de logística, tanto da cadeia de óleo quanto gás". O pronunciamento do executivo foi feito durante evento promovido pelo IBP, com foco na discussão dos rumos do setor de gás natural frente à redução do papel de protagonismo da Petrobras na cadeia. Durante o encontro, o novo secretário de Petróleo e Gás do MME, Márcio Félix, anunciou a uma plateia de empresários da indústria de gás a intenção do governo de publicar até o fim de setembro a minuta de uma política e diretrizes para o setor de gás natural. O objetivo, segundo ele, é ajustar o arcabouço regulatório ao novo cenário do mercado. "Esse movimento [de venda de ativos] da Petrobras faz com que tenhamos de nos mexer", disse. Uma das principais novidades em estudo é a criação de um operador nacional da malha de gasodutos. Sem entrar em maiores detalhes, Félix explicou que a entidade não será necessariamente um órgão governamental e que deve assumir outras atribuições. "Eu chamaria de um desenvolvedor brasileiro do gás, e não chamar de operador nacional do gás, porque essa entidade fará mais que a operação", afirmou. Presidente da Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia Brasil (TBG), Renato Costa, explica que no momento em que a Petrobras deixar de assumir o papel de garantidor do suprimento do mercado, será necessário um agente central que coordene as demandas às ofertas existentes. "Essa coordenação sempre foi feita pela equipe logística da Petrobras", disse o executivo, que destaca as complexidades de se coordenar a operação da malha de gasodutos envolvendo mais de um operador, num sistema como o brasileiro, em que o despacho termelétrico é flexível. (Valor Econômico - 27.07.2016)

Petrobras busca alternativas para importar gás

Segundo o Presidente da Transportadora Brasileira do Gasoduto Bolívia Brasil (TBG), Renato Costa, "Hoje a Petrobras tem reuniões semanais para definir o que vai ser feito em relação à importação de cargas [de GNL] para fechar o balanço de gás no curto prazo. E às vezes despacham térmicas bem acima do que seria sinalizado pelo preço de energia", completou o presidente da TBG. Na avaliação de especialistas, os novos ajustes regulatórios precisam considerar algumas peculiaridades de um mercado concentrado como o brasileiro, entre elas a questão das tarifas de transporte. Hoje, a Petrobras cobra uma tarifa única para todos os agentes do setor. Com a possível venda dos dutos da NTS para a Brookfield, a expectativa é que o valor único que se cobra hoje seja substituído

por uma cobrança que considere a distância entre os pontos de entrada e de entrega do gás. Existem, também, dúvidas sobre como se daria a cobrança de ICMS sobre o gás nas operações de swap (troca operacional de gás entre agentes). No mercado, contudo, a percepção é que, com as vendas de ativos anunciadas pela estatal no setor, surge uma oportunidade histórica para a abertura da indústria de gás. O setor é um dos principais alvos do programa de venda de ativos da companhia, que já vendeu 49% da Gaspetro para a Mitsui e negocia a Nova Transportadora do Sudeste (NTS) com a Brookfield, além de ter colocado à venda suas termelétricas e terminais de regaseificação. "Realmente é um novo ciclo que estamos começando, um momento único. Estamos vivendo a maior transformação desde a abertura do setor", disse o presidente do IBP, Jorge Camargo. (Valor Econômico - 27.07.2016)

Prumo otimista com hub de gás do Açu

A Prumo Logística está otimista com o desenvolvimento do negócio de gás no Porto do Açu (RJ) e segue na busca de parceiros e das licenças ambientais necessárias para viabilizar o projeto. A ideia é instalar um terminal de regaseificação de GNL de 14 milhões de m³/dia conectado ao grid de transporte de gás natural. De acordo com o diretor de Projetos de Óleo e Gás da Prumo, Décio Oddone, sinais de que o governo está disposto a mudar a regulação do setor para destravar investimentos trazem mais otimismo para o desenvolvimento de um hub de gás no local. Oddone preferiu não dar prazos para materialização dos investimentos, mas confirmou que a Prumo já possui licença ambiental para o terminal de regaseificação e está trabalhando no licenciamento do gasoduto. O executivo explicou que a primeira fase será a instalação do terminal e desenvolver a demanda pelo gás junto a terceiros, conectando o porto ao Gascav, por meio de um gasoduto de cerca de 50 km. O Gascav é interligado ao grid de transporte e atende ao trecho Campos dos Goytacazes (RJ)-Vitória (ES). O Inea-RJ criou recentemente um grupo de trabalho para elaboração de Instrução Técnica e análise do EIA/Rima do gasoduto. Mesmo com as usinas termelétricas projetadas no porto, a Prumo calcula que, após estruturar a importação de GNL, é mais vantajoso focar em trazer gás do offshore, tratar e transportar a partir do Açu. Garantidas as fontes de oferta, o projeto poderá ser expandido para geração térmica integrada no hub - são quatro UTEs, com 6,4 GW de capacidade projetada. Um dos candidatos para escoar gás pelo Açu é o futuro campo a ser delimitado no prospecto de Pão de Açúcar, em águas profundas da Bacia de Campos. Descoberto durante operação da Repsol-Sinopec, o ativo é hoje operado pela Statoil e entrou este ano em fase final de exploração. Ano passado, a Prumo chegou a fechar um acordo com a Bolognesi para estudar conjuntamente os investimentos em gás natural no Açu, mas a parceira não foi adiante. (Agência Brasil Energia - 26.07.2016)

Petrobras conclui venda de participação em subsidiária na Argentina

A Petrobras finalizou hoje (27) a operação de venda da totalidade de sua participação de 67,19% na Petrobras Argentina (PESA) para a Pampa Energía. O negócio chegou a US\$ 897 milhões. Segundo a Petrobras, a operação, realizada por meio de processo competitivo, é parte importante do plano de desinvestimentos (venda de ativos) da empresa. A venda da participação na subsidiária argentina também contemplou um acordo para operações subsequentes, visando à aquisição por parte da Petrobras de 33,6% da concessão de Rio Neuquen, que são áreas com grande potencial de produção de gás natural na Argentina, e de 100% do ativo de Colpa Caranda, que são campos de produção de gás natural na Bolívia, por um valor total de US\$ 52 milhões. Essa negociação, no entanto, está sujeita a aprovação pelo Conselho de Administração da PESA. Os ativos de Rio Neuquen e Colpa Caranda têm valor estratégico para a Petrobras, pois apresentam grande potencial de produção de gás natural, especialmente em Rio Neuquen, onde há estimativas de haver grandes reservas de gás natural não convencional. (Agência Brasil - 28.07.2016)

Obras da UTE Porto de Sergipe I começam até setembro

As obras da UTE Porto de Sergipe I (1.515 MW) devem começar até o início de setembro, afirmou Celso Silva, diretor de Desenvolvimento de Negócios da Golar Power, que participou nesta quarta-feira (27/7) de um evento do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), no Rio de Janeiro (RJ). Segundo o executivo, já estão sendo feitos os preparativos na área da usina. A Golar detém 49% do projeto por meio de um consórcio com a GenPower, além de ser responsável pelo afretamento do terminal de regaseificação que atenderá à usina. A construção é de responsabilidade das Centrais Elétricas de Sergipe (Celse), empresa criada pela EBrasil – que é também a sócia majoritária da UTE com 51% de participação – especificamente para a instalação. O fornecimento de GNL será realizado pela Exxon Mobil. As empresas estão agora negociando o EPC (contrato) do projeto, que provavelmente ficará entre Siemens e GE, segundo o executivo. A termelétrica, contratada no leilão A-5 de 2015, deve receber US\$ 850 mi em investimentos, de acordo com o governo de Sergipe. Essa foi a terceira usina a GNL privada contratada pelo governo brasileiro, sendo as duas primeiras da Bolognesi Energia, e deve entrar em operação em janeiro de 2020. Golar, GenPower e EBrasil também querem investir em outras duas usinas a GNL, as UTEs Marcelo Déda e Laranjeiras, de 713 MW cada. A ideia é fazer a instalação no mesmo site da UTE Porto de Sergipe I para, inclusive, compartilhar o terminal de regas. “Esses projetos foram inscritos no último leilão [A-5 de 2016], mas não houve demanda. É possível que sejam contratados em 2018, depende da sinalização”, de acordo com Silva. (Agência Brasil Energia - 27.07.2016)

Petrobras estuda compartilhar terminais de regaseificação

A Petrobras está estudando a possibilidade de compartilhar terminais de regaseificação. De acordo com o gerente de comercialização de GNL da companhia, Victor Raposo, essa pode ser uma forma de utilizar a capacidade ociosa e otimizar os ativos ao mesmo tempo. “A Petrobras vem avaliando bastante essa possibilidade (...). Existem algumas dificuldades, temos que superar entraves tributários que reduzem a eficiência de um arranjo com mais de um player operando dentro do mesmo terminal, mas isso é possível e tem muito valor”, explicou Raposo durante um evento no IBP nesta quarta-feira (27/7), no Rio de Janeiro. Outra possibilidade de otimização das operações de gás apontada pelo executivo foi a criação de arranjos comerciais para casar o suprimento de GNL e a instalação de termelétricas. “Se houver mais empresas trabalhando, cooperando no sentido de tentar encontrar arranjos comerciais que otimizem as operações, esse é um grande espaço para negócios” afirmou Raposo. A companhia também considera fazer cooperações internacionais, como acordos de swap com companhias asiáticas. De acordo com Raposo, o mercado de GNL tem grande capacidade de crescimento na América Latina. “Oportunidades num mercado como esse de associação de compradores, parcerias com as empresas que farão o suprimento destes mercados, são algo que devemos discutir e avaliar” defendeu o executivo. Como parte de seu plano de desinvestimento, a Petrobras está vendendo seus terminais de GNL no Rio de Janeiro e no Ceará, com termelétricas associadas. A capacidade de regaseificação é de 20 milhões de m³ por dia no terminal do Rio de Janeiro e de 7 milhões de m³ por dia no terminal do Ceará. A petroleira pretende levantar US\$ 14,4 bi com a venda de ativos entre 2015 e 2016 e US\$ 42,6 bi em 2017 e 2018. O Brasil tem terminais com capacidade para regaseificar 41 milhões de m³/d de GNL. A Petrobras opera três deles, sendo um na Bahia, um no Rio de Janeiro e um em Pecém, no Ceará. (Agência Brasil Energia - 27.07.2016)

Imetame Energia pode quadruplicar projeto termelétrico na Bahia

A Imetame Energia pode quadruplicar seu projeto termelétrico Prosperidade I (28 MW), no município de Camaçari, Bahia. A usina, contratada no leilão A-3 de 2015 por um período de 20 anos, será construída no modelo reservóir to wire (ou gas to wire ou usina "cabeça do poço"), em cima da descoberta de gás natural Cardeal do Nordeste, no Recôncavo Baiano. Usina "cabeça do poço" é aquela que o empreendimento é construído bem próximo da jazida de gás, dispensando malha de dutos para escoamento do insumo. A área para a expansão do projeto já foi comprada e o volume de gás do campo acomoda o consumo de mais três usinas do mesmo porte, mas o desenvolvimento depende da demanda de energia que será contratada nos próximos leilões, de acordo com Roberto Baptista,

diretor executivo da empresa. O executivo participou na última terça-feira (26/7) de um evento do IBP, no Rio de Janeiro (RJ). Serão destinados R\$ 95 mi para o projeto, incluindo os investimentos no campo de gás natural, na usina e na instalação das linhas de transmissão. Essas últimas devem percorrer de 25 a 28 km para conectar a usina à subestação Camaçari IV, da Chesf. Além disso, a UTE terá motores da Wärtsilä, que devem consumir de 140 a 150 mil m³/dia de gás. A licença de instalação já foi emitida. Segundo Baptista, a empresa também cogita construir termelétricas em outras áreas de concessão, não somente no Recôncavo Baiano. Com exceção da Petrobras, a Imetame Energia é a primeira empresa brasileira do setor de óleo e gás que desenvolve todas as etapas de um projeto integrado de gás natural e energia elétrica. Quando encontrou gás em Camaçari, a primeira ideia foi vender o energético para o polo petroquímico da cidade, mas como não era possível acessar à rede de transporte, a empresa considerou desenvolver um projeto de compressão de gás. Nesse modelo, a Imetame venderia sua produção por meio de GNC, mas um conflito regulatório com a distribuidora local, Bahiagás, impediu o andamento do projeto. Finalmente, a empresa encontrou a solução para viabilizar sua descoberta, por meio da construção de uma termelétrica, captando o gás do poço e vendendo a energia produzida no mercado regulado. Assim, a UTE Prosperidade I deverá entrar em operação em janeiro de 2018. “Aprendemos a monetizar o gás natural”, garantiu Baptista. (Agência Brasil Energia – 27.07.2016)

Petrobras vende por US\$ 2,5 bi participação em bloco na Bacia de Santos

Petrobras vendeu sua participação no bloco exploratório da bacia marítima de Santos – 8 (BM-S-8) – na área do pré-sal - para a empresa norueguesa Statoil Brasil Óleo e Gás em um negócio de US\$ 2,5 bi. O Conselho de Administração da Petrobras aprovou a venda de sua participação no bloco exploratório da Bacia marítima de Santos – 8 (BM-S-8) – o primeiro no pré-sal a ser vendido - para a empresa norueguesa Statoil Brasil Óleo e Gás em um negócio de US\$ 2,5 bi e que envolve o prospecto exploratório denominado Carcará. Segundo a empresa, a operação, divulgada hoje (29), faz parte da política de gestão de portfólio da Petrobras “que prioriza investimentos em ativos com maior potencial de geração de caixa no curto prazo e com maior possibilidade de otimização de capital e de ganhos de escala, tendo em vista a padronização de projetos de desenvolvimento da produção”. A transação faz parte do novo Plano de Parcerias e Desinvestimentos 2015-2016 que vem implantado pela Petrobras e “sua conclusão está sujeita a determinadas condições precedentes usuais, incluindo o direito de preferência por parte dos demais parceiros no BM-S-8 e a aprovação pelos órgãos competentes”. (Agência Brasil – 29.07.2016)

Gasmig vai ser capitalizada

A Cemig pretende realizar operação de capitalização da Gasmig, subsidiária de gás natural da empresa mineira de energia elétrica, informou nesta segunda-feira (1º/8) em fato relevante. O objetivo da operação é financiar plano de obras e ampliar atendimento ao mercado de Minas Gerais. Segundo a companhia, a diretoria da Cemig aprovou a contratação de assessoria financeira "visando desenvolver e propor um modelo de negócios que viabilize a capitalização da sua controlada". A empresa tem cerca de 7 mil clientes e a meta era de fechar este ano com 19 mil clientes. Atualmente, a malha de dutos da Gasmig contabiliza aproximadamente 1 mil quilômetros de extensão. No ano passado, a companhia vendeu 1,4 milhão de m³ de gás natural, sendo 61,5% destinados para o segmento industrial e 33,8% para as termelétricas. (Agência Brasil Energia – 01.08.2016)

Petrobras prepara venda da Liquigás por até R\$ 2,5 bi

A lista de venda de ativos da Petrobras vai do poço ao botijão. A estatal se prepara para se desfazer da Liquigás, subsidiária que é a segunda maior distribuidora de GLP, o gás de botijão, com uma fatia de 22% do mercado. Segundo um executivo próximo das negociações em curso para a venda da companhia, a Petrobras receberá as propostas no dia 19. As empresas interessadas, porém, pedem para que o prazo seja prorrogado até o dia 30, o que ainda está sendo avaliado. A expectativa é que o vencedor seja anunciado em setembro. O valor estimado pelo mercado para a operação fica entre R\$ 2,2 bi a R\$ 2,5 bi. As maiores distribuidoras de GLP do país estão na disputa pela Liquigás: a Ultragas – do grupo Ultra, líder do mercado, com participação de 23,5% – e a Supergasbras, do grupo holandês SHV, a terceira maior, com fatia de 20,44%. Além delas, Nacional Gás e Copagas também estão interessadas. Elas detêm fatia de 19,44% e 8,25%, respectivamente, do mercado de GLP. Correm por fora o fundo Gávea Investimentos, de Arminio Fraga, e a empresa turca Aygaz. A venda de ativos faz parte do plano de desinvestimento da estatal, que prevê levantar US\$ 15,1 bi no biênio 2015-2016. Depois de anunciar, na semana passada, que se desfez de sua participação de 66% no Campo de Carcará, no pré-sal da Bacia de Santos, a Petrobras conseguiu US\$ 4,6 bi. A petroleira já anunciou a venda de participação na Gaspetro e de ativos na Argentina e no Chile. (O Globo – 03.08.2016)

Venda da Liquigás pode chegar a R\$ 2,5 bi

A Petrobras pode ganhar até de R\$ 2,2 bi a R\$ 2,5 bi pela venda da Liquigás, segundo informações publicadas nesta quarta-feira (3/8) o jornal O Globo. Sua subsidiária de distribuição de GLP, o gás de botijão, é a segunda maior do setor, concentrando 22% do mercado. Segundo o jornal, as maiores distribuidoras de GLP do país estariam na disputa pela Liquigás: a Ultragas – do grupo Ultra,

líder do mercado, com participação de 23,5% – e a Supergasbrás, do grupo holandês SHV, a terceira maior, com fatia de 20,44%. Além delas, Nacional Gás e Copagaz também estariam interessadas. Elas detêm fatia de 19,44% e 8,25%, respectivamente, do mercado de GLP. Correriam por fora o fundo Gávea Investimentos, de Armínio Fraga, e a empresa turca Aygaz. Sem citar fontes, o jornal disse que as empresas interessadas pedem para que o prazo de entrega das propostas seja prorrogado até o dia 30, o que ainda está sendo avaliado. Até agora a previsão de entrega é para o dia 19. A Liquigás tem 19 armazéns de estocagem e uma rede de 4.800 lojas de revenda pelo país. À agência de notícias Reuters, a assessoria de imprensa da Petrobras disse que “não há ainda acordo que assegure a conclusão da transação; nem decisão da diretoria ou da gerência executiva da empresa”. A venda de ativos faz parte do plano de desinvestimento da estatal, que prevê levantar US\$ 15,1 bi no biênio 2015-2016. A empresa conseguiu chegar a 30% deste valor com a venda do prospecto de Carcará na semana passada. (Agência Brasil Energia – 03.08.2016)

Ex-prefeito de Espumoso pode assumir CGTEE

Ex-prefeito de Espumoso (RS), José Parizzotto foi indicado para a presidência da CGTEE. A eleição de Parizzotto está prevista para ocorrer em assembleia geral extraordinária marcada para quinta-feira. Parizzotto ocupa hoje a diretoria de administração da CGTEE. Seu nome já havia sido indicado para a presidência da empresa em novembro passado. Na ocasião, porém, o conselho de administração da Eletrobras barrou a indicação e elegeu Francisco Romário Wojcicki. A nova indicação de Parizzotto para a presidência da CGTEE, que vem acompanhada da indicação de Beto Pires, ex-prefeito de Cidreira (RS), para a diretoria de Administração, será a primeira prova de fogo para o novo conselho de administração da Eletrobras, presidido por José Luiz Alquéres e um teste para a lei 13.303 - a Lei de Responsabilidade das Estatais. Alquerés já foi presidente da Eletrobras. A estatal federal de energia informou que "só comenta esse tipo de assunto por meio de comunicados ao mercado". "Parece que a lei das estatais só vale para a holding. Não vale para as subsidiárias", critica João Lian, ex-integrante do conselho de administração da Eletrobras e que votou contra a indicação de Parizzotto para a presidência da CGTEE no ano passado. Na última semana, o presidente da Eletrobras, Wilson Ferreira Jr. disse que ainda não tinham sido decididos os nomes para ocupar as presidências e diretorias das subsidiárias da Eletrobras. Na mesma assembleia de quinta-feira está prevista a eleição de Ferreira Jr. para a presidência do conselho de administração da CGTEE. Uma das medidas adotadas pela nova gestão da Eletrobras é colocar o presidente da holding e o diretor Financeiro e de Relações com Investidores, Armando Casado, no conselho de administração de todas as subsidiárias, para

melhorar a governança corporativa do grupo. Casado atualmente preside o conselho da CGTEE. (Valor Econômico – 09.08.2016)

ABCM tem novo conselho para biênio 2016/2018

Foram eleitos no último dia 2 de agosto, os novos diretores da Associação Brasileira do Carvão Mineral (ABCM), para o biênio de 2016/2018. Em Assembleia Geral Ordinária realizada em Porto Alegre (RS), o atual presidente da ABCM, Fernando Luiz Zancan, do Sindicato da Indústria de Extração do Carvão do Estado de Santa Catarina foi reeleito para o mandato até 2018. Ainda foi eleito o novo conselho de administração, que será composto por Edson Jamel Hertel, da Carbonífera Metropolitana, César Weinschenck de Faria, da Copelmi Ltda, Levi Souto Junior, da Eneva e Benony Schmitz Filho, da FTC. Já a diretoria eleita é formada pelo engenheiro Fernando Luiz Zancan, que será também presidente do Conselho de Administração; Douglas Ribeiro Loureiro, da Companhia Riograndense de Mineração, será o vice-presidente de Mineração; Claher Ganzert, da Copel, o vice-presidente de Energia; Carlos Weinschenck de Faria, da Copelmi, vai exercer a vice-presidência de Desenvolvimento Setorial e ainda Márcio Zanuz, da Siecesc. (Agência CanalEnergia – 08.08.2016)

Cade recomenda punição à Petrobras por conduta anticompetitiva em gás

A Superintendência-Geral do Cade (SG/Cade) recomendou que a Petrobras fosse condenada por favorecer distribuidoras próprias de gás natural. A denúncia foi encaminhada ao órgão antitruste pela Companhia de Gás de São Paulo (Comgás), que se sentiu prejudicada pelo favorecimento. A empresa alega ter tido que aumentar preços e, por isso, perdeu em competitividade. Agora, o caso será julgado pelo Tribunal do Cade. De acordo com a denúncia, a Petrobras forneceu descontos para apenas um dos tipos de contrato de fornecimento, o chamado Nova Política de Preços (NPP), que inclui gás nacional e boliviano. A estatal, no entanto, não ofereceu o mesmo benefício à outra modalidade de contrato, que vende apenas o produto boliviano. A Comgás alega que o desconto favorece quem tem apenas os contratos NPP, como a Gás Brasileiro Distribuidora, de propriedade da estatal e situada em área adjacente à empresa. Como a Comgás adquire o produto pelos dois tipos de fornecimento, ficou prejudicada no entendimento do Cade: “Após consultas ao mercado e às agências reguladoras, a Superintendência-Geral entendeu que ficou configurada a conduta discriminatória anticompetitiva e constatou que a ausência de descontos no contrato exclusivamente boliviano acarretou menor competitividade do gás comercializado nos locais atendidos pela Comgás. Já o gás vendido nas regiões onde era adotada apenas a NPP foi potencialmente beneficiado e teve sua competitividade mantida”, diz o conselho em nota. A Comgás alegou ainda que

o contrato exclusivamente boliviano, que não teve desconto, possui um peso grande no preço final do produto. Dessa forma, a tarifa final ao cidadão ficou mais cara na região em que a empresa é responsável pela distribuição. A SG verificou que essa diferença de preços pode ter impactado a concorrência entre as empresas, uma vez que há uma “consequente atração de indústrias para as áreas artificialmente favorecidas, distorcendo a alocação de parques industriais”. A Petrobras afirmou que ainda não existe um posicionamento definitivo do órgão sobre o processo administrativo. A Petrobras lembra que o caso ainda será apreciado pelo Tribunal Administrativo de Defesa Econômica (Tade/Cade) para julgamento. A estatal disse que "continuará atuando firmemente na defesa de seus direitos, tomando todas as medidas cabíveis na esfera administrativa". Já a Comgás evitou comentar o caso, limitando-se a informar que "acompanha o caso e ressalta que acredita nas instituições brasileiras e em sua capacidade de analisar e coibir práticas anticoncorrenciais". (O Globo – 08.08.2016)

Lucro da Comgás aumenta 53,3% no segundo trimestre

A Comgás terminou o segundo trimestre do ano com lucro líquido de R\$ 330,4 mi, alta de 53,3% na comparação com o mesmo intervalo do ano passado. O resultado refletiu, entre outros fatores, a redução do custo dos bens ou serviços vendidos, que passou de R\$ 1,09 bi para R\$ 729,4 mi, baixa de 49,5%. A receita líquida da companhia, por sua vez, caiu 10,6% no trimestre, para R\$ 1,49 bi. A receita de venda de gás caiu 11% no trimestre, para R\$ 1,39 bi, refletindo, principalmente, a redução de 5% na receita de fornecimento de gás ao segmento industrial, para R\$ 996,7 mi. A companhia também apurou baixa de 20,4% na venda de gás para cogeração de energia, para R\$ 57,3 mi. A queda na receita de venda de gás para termogeração de energia caiu 92,7% no trimestre, para R\$ 9,8 mi. O volume total de vendas de gás pela companhia caiu 22,7%, para 1.020 milhões de m³. O destaque positivo foi a alta de 6% no consumo de energia no segmento residencial e de 2,6% no comercial. O resultado antes de juros, impostos, depreciação e amortização (Ebitda, na sigla em inglês) da companhia somou R\$ 641,2 mi, alta de 35,4% na comparação anual. O Ebitda normalizado, que inclui as variações da conta corrente regulatória e, segundo a companhia, reflete de forma mais adequada seu resultado, caiu 13% no trimestre, para R\$ 334,3 mi. O lucro líquido normalizado caiu 24,7%, para R\$ 122,54 mi. (Valor Econômico – 10.08.2016)

Bolognesi aproveita sobrecontratação para adiar operação de térmicas a gás

A Bolognesi aproveitou uma mudança recente na regulação para postergar, por dois anos, a entrada em operação das térmicas a gás natural Novo Tempo e Rio Grande, cada uma com 1.238 MW. A empresa evitou um processo punitivo que

poderia causar prejuízos milionários para a companhia. Segundo a empresa, hoje as térmicas estão com mais de 89% dos CCEARs renegociados com as distribuidoras. Mais de 60% desses contratos já foram formalizados junto à CCEE e os demais estão em andamento. A companhia prevê que até final de setembro concluirá a totalidade da renegociação dos contratos. De acordo com a companhia, as garantias já foram aportadas, os CCEARs foram assinados, os contratos de suprimento de gás formalizados, os licenciamentos ambientais estão em fase final, as questões fundiárias resolvidas e os contratos EPC firmados. Além disso, continua a empresa, o retorno à estabilidade econômica do país permite a retomada dos financiamentos dos projetos em condições semelhantes às aquelas de novembro de 2014. A UTE Rio Grande será instalada no município de mesmo nome, no Estado do Rio Grande do Sul, enquanto a UTE Novo Tempo está projetada para ser construída em Suape, em Pernambuco. A Bolognesi já havia manifestado dificuldades para executar os projetos. Porém, o adiamento da entrada em operação para janeiro de 2021, amparado na resolução da Aneel, recoloca as usinas em plenas condições de implantação, disse a empresa. (Agência CanalEnergia - 09.08.2016)

GasBrasiliانو fecha julho com 18 mil clientes

A GasBrasiliانو alcançou a marca de 18 mil clientes atendidos em sua área de concessão em julho, puxado pelo segmento residencial, que registrou novas ligações nos municípios de Araraquara, Ribeirão Preto e São Carlos. O segmento comercial teve 64 novas conexões no mês, enquanto que o segmento industrial teve duas novas adesões. Do total de clientes da companhia, 17.244 consumidores são do segmento residencial; 740 são comerciais, 147 industriais e a base de clientes conta ainda com 13 postos revendedores de GNV. A rede de distribuição possui extensão total de 957 km. (Agência Brasil Energia - 09.08.2016)

Comgás conecta 114 mil consumidores em um ano

A Comgás encerrou o segundo trimestre com pouco mais de 1,6 milhão de consumidores, aumento de 7,5% na comparação com o mesmo período de 2015. Com o resultado, a empresa caminha para cumprir a projeção de 1,7 milhão de clientes ao final de 2016. A variação positiva nos trimestres representa conexão de 114,7 mil novos clientes, dos quais 28 mil são residenciais, 370 são comerciais e 25, industriais. O volume de vendas de gás, porém, diminuiu 6,5% no período, pressionado pelo baixo consumo industrial. Excluída a termogeração, o total ficou em 1,03 milhão de m³, dos quais 820,1 mil m³ foram destinados às indústrias. Os setores de cogeração e automotivo também caíram 9,6% e 4,7%, respectivamente, para 69,5 mil m³ e 48,4 mil m³. Na contramão, o setor residencial aumentou 6%, para 60,7 mil m³, puxado pela expressiva conexão de novos

consumidores, enquanto o segmento comercial cresceu 2,6%, para 33,3 mil m³. O lucro líquido da companhia alcançou R\$ 330,4 mi, aumento de 53,3% na comparação trimestral. A receita operação líquida ficou em R\$ 1,4 bi, queda de 10,6%, enquanto o ebitda fechou o período com crescimento de 35,4%, para 641,2 mi. Os investimentos totalizaram R\$ 109,3 mi, baixa de 10,7%. (Agência Brasil Energia – 10.08.2016)

Ibama vai liberar termoelétrica em região com crise hídrica no RS

O Ibama deve conceder, nesta semana, a licença prévia para a construção de uma nova usina termoelétrica no Brasil, a Ouro Negro, planejada para ser construída na fronteira do Rio Grande do Sul com o Uruguai. O projeto está sendo criticado por ambientalistas não apenas por contribuir para o aumento das emissões de gases de efeito estufa do Brasil, mas também porque vai aumentar em 25% o consumo de água em uma região já considerada crítica em termos de oferta hídrica. O alerta está sendo feito por pesquisadores do Iema, que analisaram os impactos que podem ocorrer com o funcionamento da usina. Eles partiram da avaliação do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) elaborado pela empresa, mas consideraram também dados da ANA e informações sobre o entorno. A região onde usina está sendo planejada é a principal produtora do Brasil de carvão mineral – o combustível usado para gerar energia –, e já abriga um polo de termoelétricas: as usinas Presidente Médici A, B e Candiota 3, além de mais uma em construção, a Pampa Sul. Com a instalação da Ouro Negro, empresa que conta com capital chinês, haverá uma captação média extra de 1435 m³/h de água do arroio Candiota, que abastece as cidades de Pedras Altas, Bagé e Candiota. Esse montante vai representar um aumento 25% sobre a captação que já ocorre hoje, elevando para 70% a participação das termoelétricas no total de água consumida na região. Toda essa água vai para o resfriamento das máquinas das usinas durante a produção de energia. O problema, apontam os pesquisadores, é que a região é classificada pela ANA como crítica quanto à disponibilidade hídrica. E o próprio EIA do empreendimento reconhece, nas simulações de demanda, que poderá ocorrer “em alguns cenários falha no atendimento”. Mesmo com esse aumento, porém, a ANA concedeu no último 12 uma outorga preventiva para a captação dessa água e, com base nessa aprovação, o Ibama já decidiu que vai dar a licença prévia (LP). Falta apenas um detalhe burocrático – o pagamento de uma guia por parte do empreendedor –, para a LP ser concedida. O Iema estimou ainda que a usina deve contribuir com um aumento de 7% das emissões de gases de efeito estufa do sistema elétrico brasileiro, em comparação com os valores apresentados no relatório do Sistema de Estimativa de Emissões de Gases (Seeg), de 2014. Se forem contadas somente as emissões que temos hoje provenientes de carvão mineral, o aumento será de 31%. Sobre esse aspecto, por meio de nota, o Ibama informou que “a bacia aérea tem capacidade para receber

a termelétrica, uma vez que nem todos os empreendimentos previstos para a região foram instalados.” Disse também que a licença-prévia será concedida tão logo o empreendedor faça o pagamento. (O Estado de São Paulo – 23.08.2016)

ALL usa central de geração a gás para driblar quedas de energia em Santos

O terminal marítimo da ALL-Rumo, do grupo Cosan, no Porto de Santos (SP), investiu R\$ 10,7 mi para criar uma central de geração de energia a gás natural para horário de pico e situações emergenciais. O sistema foi entregue pela Union Rhac, que instalou e colocou em operação dois motogeradores a gás natural da GE Jenbacher, com potência cada um de 1.137 kW, perfazendo total de 2.274 kW. O foco principal do projeto, apesar da economia conseguida por se livrar da tarifa de horário de pico da CPFL Piratininga, foi garantir o fornecimento das operações de carregamento e descarregamento, tendo em vista as quedas frequentes de energia no Porto. Com os geradores, há garantia de fornecimento com paralelismo permanente nos horários de silagem, carga e descarga do terminal. A Comgás fornece para a central, em operação desde o ano passado, 250 mil m³/ano de gás natural. A demanda de energia do terminal é de 4 MW. (Agência Brasil Energia – 17.08.2016)

Potigás tem 1.197 novos consumidores em 2016

A Potigás fechou contratos para fornecimento de gás natural canalizado a 1.197 unidades residenciais em 2016. Os dados da companhia apontam para um universo de 16,3 mil unidades consumidoras no total, sendo a grande maioria composta por residências, com 15,8 mil clientes, segundo dados da companhia. De acordo com a distribuidora, a procura pelo produto vem aumentando e, só em julho, foram fechados contratos com 180 novos clientes de quatro condomínios residenciais, o que resulta em um incremento de 1.300 m³ por mês. (Agência Brasil Energia – 19.08.2016)

Justiça restabelece validade da venda de 49% da Gaspetro para a Mitsui Gás

A validade da venda de 49% da Gaspetro, feita pela Petrobras, à Mitsui Gás e Energia do Brasil foi restabelecida hoje (23), em todos os seus efeitos, em uma decisão do desembargador Kassio Nunes do Tribunal Regional Federal da 1ª Região. A decisão, divulgada pela Petrobras, que tinha feito o recurso, suspendeu integralmente liminar do Juízo da Subseção Judiciária de Paulo Afonso, na Bahia, que suspendia a venda. De acordo com a Petrobras, o Estatuto Social e o Acordo de Acionistas da Gaspetro voltou a valer. O magistrado entendeu que a manutenção da suspensão da venda da Gaspetro “sinaliza em desfavor da credibilidade do programa de desinvestimento da Petrobras, bem como da segurança jurídica de nosso ambiente de negócios como um todo, concorrendo,

a toda evidência, para desestimular novos investimentos no país”. Para ele, este fato se torna grave em razão do momento crítico vivido pela economia nacional. De acordo com o desembargador, o conjunto de circunstâncias, como o fato de o Plano de Desinvestimentos 2015/2019 da Petrobras ser público, indica que sequer seria necessária licitação. Nunes disse que, ainda assim, a operação de venda foi regularmente precedida de procedimento licitatório simplificado com o envio, pela Petrobras, de cartas-convite a cerca de 20 empresas. De acordo com Nunes, a Mitsui apresentou a melhor oferta entre as 13 que responderam positivamente com base em critérios objetivos de capacidade financeira, histórico de aquisições relevantes nos últimos quatro anos, expertise e presença no segmento de distribuição de gás na América Latina. O desembargador entendeu como sem fundamento a alegação de José Gama Neves, autor da ação popular que originou a liminar, de que o procedimento foi feito sem a necessária licitação e destacou que o autor não anexou qualquer documento em favor de sua tese sobre o preço. O magistrado considerou, também, que não se sustenta a tese de que a Mitsui não poderia explorar o serviço público estadual de gás por já ter a concessão de 20% da Hidrelétrica de Jirau e completou que o interesse público autoriza a suspensão da liminar. (Agência Brasil – 23.08.2016)

Obras do gasoduto Penedo-Arapiraca avançam

A distribuidora alagoana Algás fechou termo de cessão de terreno com a prefeitura de Arapiraca (AL) para dar início à próxima etapa da construção do gasoduto Penedo – Arapiraca, de 66 km. Em uma das áreas negociadas, de 225 m², será instalada a principal Estação de Regulagem e Pressão (ERP) do gasoduto. “A estação de regulagem é nosso principal mecanismo de regulação da pressão do gás natural canalizado. A definição desse ponto comprova o status de adiantamento do cronograma desse projeto”, afirmou o diretor Técnico e Comercial da Algás, Flávio Barros. Outro terreno de 28 mil m² será utilizado para armazenar 33 mil metros de dutos de polietileno (pead), que serão utilizados no projeto. A previsão é que a segunda etapa da construção seja concluída até o início de 2017. O gasoduto Penedo – Arapiraca deve entrar em operação comercial em 2018. 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 ERP da Algás em Arapiraca. O projeto todo deve custar R\$ 41 mi. (Agência Brasil Energia – 26.08.2016)

Atraso na ampliação de térmica vira multa de R\$ 994,6 mil para Furnas

A Aneel não aceitou o recurso interposto por Furnas e manteve a multa de R\$ 994.663,2 por descumprimento do cronograma de implantação estabelecido para a UTE Santa Cruz. A térmica tem 1.000 MW e fica no Rio de Janeiro (RJ). Em 2002,

Furnas foi autorizada a ampliar a usina, mediante a instalação de duas turbinas a gás de 200 MW cada, em ciclo combinado com dois geradores a vapor existentes de 82 MW cada, usando gás natural como combustível principal e óleo diesel como alternativo, totalizando a capacidade final instalada de 1.000 MW, agregando mais duas turbinas a vapor existentes de 218 MW cada, e utilizando como combustível óleo diesel. Em duas oportunidades, Furnas adiou o início da operação comercial das turbinas, o que acabou gerando a multa. Em resposta a questionamento da agência, ela alegou que a nova estratégia previa que a finalização do processo de ampliação se daria com a contratação na modalidade “empreitada integral” e que sua estimativa preliminar previa que a conclusão da ampliação da usina ocorreria em abril de 2019. Ela também disse que buscaria um parceiro privado para a instalação de 150 MW a gás na usina durante o prazo necessário para fechamento do ciclo combinado das unidades existentes. Na resposta, Furnas não informou um cronograma definitivo, já que ainda elaborava o projeto para a contratação dos serviços para a ampliação em ciclo combinado. A Aneel concluiu que as justificativas pelo atraso se mostraram frágeis e não configuravam situações que se caracterizem como excludente de responsabilidade, o que não motivaria uma reforma na aplicação da penalidade. (Agência CanalEnergia – 29.08.2016)

AES negocia produção da usina de Uruguaiana com a Argentina

O grupo AES negocia com a Argentina a possibilidade de fornecer a energia gerada na usina térmica de Uruguaiana, na cidade de mesmo nome no Rio Grande do Sul, ao país vizinho. "Estamos conversando com a Argentina para colocar a térmica para fornecer [energia] para lá", afirmou Ítalo Freitas, presidente da AES Uruguaiana. Segundo Freitas, a ideia é que a usina seja operada com gás natural fornecido pela rede de dutos da Argentina. A energia seria colocada no SIN, que possui conexão com o sistema elétrico argentino, pela estação de Garabi, no Rio Grande do Sul. Ainda não há, porém, previsão para a conclusão do negócio. Na última semana, o diretor-geral do ONS, Luiz Eduardo Barata, contou que o grupo JBS negocia contrato de fornecimento de energia para Argentina, por meio da termelétrica de Cuiabá. Segundo Barata, esse tipo de negociação é importante para aperfeiçoar o modelo de comercialização e a integração entre os países da região. Também presidente da AES Tietê, Freitas disse que a AES Tietê estuda a possibilidade de incluir projetos de fonte eólica e solar no LER que contratará energia das duas tecnologias, no fim do ano. Segundo o executivo, a empresa também avalia oportunidades de fusões e aquisições nos dois segmentos. O objetivo da geradora, segundo ele, é diversificar o risco hidrológico e do mercado livre para a companhia. Todo o parque gerador da AES Tietê é formado por hidrelétricas, que totalizam 2,3 mil MW, e estão contratadas no mercado livre. A ideia é, portanto, buscar outras

fontes de energia e, ao mesmo tempo, fechar contratos de compra e venda de energia de longo prazo. (Valor Econômico - 02.09.2016)

Bolognesi viabiliza parcerias para tirar térmicas do papel

A Bolognesi Energia já desenvolveu parcerias para tirar do papel as duas usinas termelétricas de Rio Grande (RS) e Novo Tempo (PE), negociadas no leilão A-5 de 2014, segundo fonte próxima à empresa. As duas usinas, que juntas totalizam 2,5 GW de capacidade, terão parceiros diferentes, mas devem seguir o mesmo cronograma de obras. O novo cronograma prevê o início da construção das usinas em novembro de 2017 e a entrada em operação em janeiro de 2021. Para isso, a Bolognesi renegociou com as distribuidoras a data prevista para iniciar o fornecimento de energia. Das 38 distribuidoras que contrataram energia dos empreendimentos no leilão, 36 já aceitaram prorrogar a data de janeiro de 2019 para janeiro de 2021. Apenas um detalhe separa os cronogramas das duas usinas: a entrega de GNL. A Shell, fornecedora de GNL da usina, vai antecipar a entrega do energético no terminal de regaseificação de Rio Grande, cuja implantação será concluída em dezembro de 2019. O objetivo nesse caso é atender ao mercado local de gás natural. Na região Sul do país, onde ficará a usina de Rio Grande, três concessionárias atendem ao consumo de gás natural – Compagas (PR), SCGás (SC) e Sulgás (RS). As empresas são atendidas exclusivamente pelo gás boliviano e sofrem com a capacidade limitada do Gasbol. A oferta hoje é um gargalo para a expansão dos mercados de gás natural sulistas, o que pode mudar com a entrada do GNL. A data para início de fornecimento de GNL no terminal, inclusive, coincide com o final do contrato de importação de gás natural entre Petrobras e YPF, estatal boliviana. Na última semana de agosto, a Bolognesi recebeu um termo de intimação da Aneel para cassação da outorga das duas usinas. O processo está em caráter de instrução na agência, que tem até novembro desse ano para dar prosseguimento à pauta em reunião pública. A Bolognesi acredita que o processo será arquivado em função do direito do empreendedor de continuar o desenvolvimento do projeto. “O adiamento é um direito das distribuidoras e do gerador garantido pela Resolução Aneel nº 711/2016”, afirmou a empresa em nota. (Agência Brasil Energia - 01.09.2016)

Obras da UTE Porto de Sergipe terão início em setembro

Será lançada no dia 28 de setembro a pedra fundamental da térmica Porto de Sergipe (1.500 MW). A usina será primeira de um conjunto de três termelétricas previstas para o complexo Governador Marcelo Déda (3.000 MW). O complexo tem investimento estimado em R\$ 5 bi e também contemplará as usinas UTE Marcelo Déda e UTE Laranjeiras (estas duas ainda não foram viabilizadas). O complexo funcionará no antigo polo cloroquímico do estado, na Barra dos

Coqueiros e será a maior obra de infraestrutura no Nordeste. A informação sobre o início das obras foi confirmada nesta semana, durante audiência entre o governador de Sergipe Jackson Barreto e representantes do grupo GenPower, desenvolvedores dos projetos. “Sergipe terá a maior termoeletrica do Brasil e da América Latina. Isso demonstra o nosso potencial. Foi uma bela reunião, prática, rápida e eficiente. Nós faremos uma solenidade de lançamento à altura”, declarou. A UTE Porto de Sergipe representou 78,9% de toda a demanda de energia contratada no Leilão A-5 de abril de 2015. A usina utilizará o GNL como combustível, fornecido pela ExxonMobil. A implantação das termoeletricas vai promover o fortalecimento do Porto de Sergipe, por onde será feita a importação do gás natural. A expectativa é que sejam gerados cerca de 1.700 empregos durante a instalação do empreendimento. A previsão é que as obras durem 36 meses e que, em 2019, a UTE Porto de Sergipe já esteja pronta, sendo que, entrará em plena operação em janeiro de 2020, como previsto no projeto inicial. Desde 2013, a GenPower discute com o Governo do Estado uma alternativa para implantar uma unidade de geração de energia em Sergipe. As tratativas evoluíram e culminaram com o sucesso alcançado no Leilão A-5 de Energia de abril de 2015, que ensejou a futura implantação da UTE Porto de Sergipe. O complexo de termoeletricas recebe apoio do Programa Sergipano de Desenvolvimento Industrial (PSDI). (Agência CanalEnergia – 02.09.2016)

Copergás inaugura gasoduto Caruaru-Belo Jardim

A Copergás, distribuidora de gás natural de Pernambuco, inaugurou na última semana o gasoduto Caruaru-Belo Jardim, de 53 km de extensão. O trecho, que tem capacidade para transportar 500 mil m³/dia de gás natural, é complementar ao duto Recife-Caruaru. O projeto de interiorização da rede de distribuição custou R\$ 60 mi, sendo o governo de Pernambuco responsável por R\$ 50 mi – por meio da Copergás – e o Grupo Baterias Moura, por R\$ 10 mi, uma vez que é o maior consumidor da região. A fábrica da Baterias Moura, instalada no município de Belo Jardim, consome 1 milhão de m³ de gás natural por mês. Outras empresas estão em negociação com a distribuidora para utilizar o energético transportado pelo novo gasoduto. (Agência Brasil Energia – 05.09.2016)

Propostas de venda da Liquigás estão sob análise

As propostas de venda da distribuidora Liquigás estão em análise pela diretoria da Petrobras. Em comunicado, a companhia esclareceu que, por questões estratégicas e acordos de confidencialidade, o valor de seus ativos e suas ofertas não serão divulgados. No entanto, segundo o presidente, Pedro Parente, a Petrobras mantém a meta de liquidar US\$ 15 bi em ativos, sendo US\$ 14,1 bi até

o fim deste ano. Outras iniciativas já anunciadas seguem a mesma tendência, entre elas a venda de dois terminais de regaseificação no Rio de Janeiro e no Ceará, com termelétricas associadas. (Agência Brasil Energia – 05.09.2016)

Produção de gás no Brasil da Petrobras em agosto fica em 79,5 milhões m³/dia

A produção de gás natural da Petrobras no país, excluído o volume liquefeito, foi de 79,5 milhões m³/dia em agosto. O valor ficou 0,1% acima do mês anterior, de 79,4 milhões m³/dia, atingindo novo recorde mensal. Já no exterior, a produção média de gás natural no exterior chegou a 9,6 milhões m³/d, 40% abaixo dos 16 milhões m³/d alcançados no mês anterior, devido ao desinvestimento dos ativos na Argentina. A produção total de petróleo e gás natural em agosto da empresa ficou em 2,84 milhões boed, sendo 2,72 milhões boed produzidos no Brasil e 0,12 milhão boed no exterior. Essa produção total foi recorde mensal, como a produção média de petróleo no país, que atingiu 2,22 milhões bpd em agosto. (Agência CanalEnergia – 12.09.2016)

Fitch rebaixa rating da 1ª emissão da Termelétrica Pernambuco III

A Fitch Ratings rebaixou de 'A-(bra)' para 'BB(bra)', os ratings Nacionais de Longo Prazo da primeira, segunda, terceira e quarta série da primeira emissão de debêntures da Termelétrica Pernambuco III S.A., no valor de R\$ 75,00 mi cada, com vencimento em março, junho, setembro e dezembro de 2025. Os ratings foram colocados em observação negativa. A PE III é uma sociedade anônima de capital fechado, com autorização para construir e operar uma usina termelétrica (UTE Pernambuco III) a óleo combustível em Igarassu (PE). Com capacidade instalada de 200,7 MW e garantia física de 109 MW médios, a usina está conectada ao SIN, por meio de uma linha de transmissão de 0,8 km de extensão em 230 KV até a subestação Pau Ferro, de propriedade da Chesf. A UTE PE III comercializou energia no ambiente de contratação regulado no leilão A-5 de 2008, formalizada por meio de contratos de 15 anos. A usina iniciou suas operações comerciais em dezembro de 2013. De acordo com a agência, o rebaixamento dos ratings veio de acordo com a dificuldade de a PE III gerir sua posição de capital de giro adequadamente, gerar margens operacionais positivas quando despachada a preços atuais de petróleo e no atual nível de disponibilidade, e realizar investimentos de manutenção pesada relevantes, após elevados níveis de despacho ao longo dos últimos dois anos encerrados em dezembro de 2015. A Fitch poderá remover a Observação Negativa e atribuir Perspectiva Estável aos ratings, caso o emissor chegue a uma solução para sua posição de capital de giro. (Agência CanalEnergia – 12.09.2016)

OGpar conclui venda de participação na PGN

A OGpar concluiu a venda da sua participação remanescente na Parnaíba Gás Natural (PGN) para a Cambuhy. As demais ações da PGN que pertenciam à OGpar foram subscritas e transferidas para a Eneva. A transferência para a empresa de geração de energia ainda está, porém, condicionada à homologação do aumento de capital pelos acionistas da companhia. "As operações representam um passo importante para as companhias no âmbito das negociações em curso com seus credores, visando alcançar o possível acordo definitivo", afirmou a OGpar. O acordo para a transferência da participação da PGN para o Cambuhy foi fechado com o Nordic Trustee em julho deste ano. O agente fiduciário holandês é representante dos detentores de bonds emitidos pela OSX 3 Leasing, que assumiram o controle do FPSO OSX-3 depois que a brasileira declarou falência. O FPSO opera no campo de Tubarão Martelo, na Bacia de Campos, que voltou a produzir em julho, depois de três meses parado devido aos baixos preços do barril de petróleo. Na última sexta-feira (9/9), os debenturistas da OGpar optaram por adiar novamente a assembleia geral que decidirá sobre a conversão das debêntures em ações da companhia, numa operação denominada DIP (debtor in possession). A operação está prevista no plano de recuperação judicial da empresa, mas vem sendo adiada desde abril, pois os credores querem que a conversão seja acompanhada de uma solução para a dívida gerada com o afretamento do FPSO. (Agência Brasil Energia - 12.09.2016)

Eletrobrás diz que foi 'surpreendida' por embargo à térmica no RS

A Eletrobrás CGTEE declarou, que foi surpreendida pela decisão do Ibama, que determinou a paralisação imediata de seu complexo termelétrico em Candiota, no Rio Grande do Sul, e multou a empresa em mais de R\$ 75 mi, devido a diversas infrações ao meio ambiente. Por meio de nota, a estatal informou que "todas as determinações emanadas pelos órgãos ambientais vem sendo rigorosamente atendidas pela Eletrobras CGTEE, nos prazos negociados com o Ibama". "A Eletrobras CGTEE foi surpreendida pelo embargo aplicado pelo Ibama, que determinou a paralisação da operação de geração de energia no Complexo Termelétrico de Candiota", informou a companhia, por meio de nota. Os motivos apresentados pelo Ibama para determinar o embargo, segundo a empresa, já vem sendo atendidos pela Eletrobras CGTEE desde janeiro, com conhecimento e acompanhamento do Ibama, "o que justifica nossa surpresa, especialmente com a extrema penalidade aplicada". "A direção da Eletrobras CGTEE está adotando todas as providencias necessárias para a suspensão do embargo e o retorno imediato do complexo termelétrico de Candiota à operação normal, visando restabelecer o fornecimento de energia de forma confiável à população do Rio Grande do Sul", declarou a companhia. Questionado sobre o assunto, o ministro de Minas e Energia, Fernando Filho, admitiu que a usina térmica terá que passar

por uma atualização de seu maquinário, para atender exigências ambientais. Além do lançamento de materiais tóxicos no meio ambiente acima do limite estabelecido, o Ibama registrou índices de emissões atmosféricas fora dos padrões estabelecidos e falta de apresentação de relatórios de monitoramento obrigatórios. Na avaliação do órgão de fiscalização ambiental, a empresa descumpriu uma série de obrigações que tinha assumido em recente termo de ajustamento de conduta. "A Eletrobrás deve ter que acelerar uma solução. Queremos estar respeitando as normas legais e ambientais. Queremos um tempo para poder se adequar." A ordem de embargo dada pelo Ibama atinge o maior projeto de geração a carvão da Eletrobrás CGTEE, a usina termelétrica Presidente Médici (Candiota II). Ao todo, a usina recebeu quatro multas do órgão ambiental. Com capacidade de 446 megawatts (MW), é a segunda maior usina movida a carvão do País, só inferior à térmica Porto do Pecém I (antiga MPX), que tem capacidade de 720 MW. (O Estado de São Paulo - 14.09.2016)

Copel planeja terminal de GNL no Paraná

A Copel está estudando a possibilidade de instalar um terminal de regaseificação de GNL, conhecido pela sigla em inglês FSRU, no porto Pontal do Paraná, que fica no município de mesmo nome, a pouco mais de 80 km de Curitiba. O terminal faz parte de um plano estratégico de suprimento de gás natural para o mercado paranaense, atendido pela Compagas - cujo acionista majoritário é a estatal. O plano estratégico também prevê a construção de um gasoduto de 120 km de extensão para conectar o terminal de regaseificação à cidade de Araucária, no interior do estado. Assim que fechar uma proposta firme de fornecimento de GNL, a Copel vai buscar a licença ambiental prévia para o terminal e o gasoduto. Em seguida, a Copel vai ofertar três usinas termelétricas em leilões da Aneel: UTE Litoral, UEGA 2 e UTE Sul, cada uma podendo chegar a 500 MW de capacidade instalada. A previsão é cumprir todas essas etapas em até dez anos. No relatório, a Copel aponta que o Paraná hoje não tem soluções consistentes de oferta de gás natural para o médio prazo. A exploração de áreas do pré-sal, dos blocos da Bacia do Paraná, e a importação de gás da Bolívia não dariam a garantia que a Compagas precisa para expandir o mercado. "As melhores opções passam pela importação de GNL", segundo a Copel, que detém 51% da Compagas. A Petrobras (24,5%) e a Mitsui (24,5%) também fazem parte da estrutura acionária da distribuidora de gás natural paranaense. A Copel enviou nesta quinta-feira (15/9) o relatório à Antaq, junto a um documento no qual solicitava informações sobre o porto Pontal do Paraná. Algumas das informações solicitadas incluem as condições de navegabilidade da região; estudos topográficos; avaliação de dados offshore, como hidrografia, meteorologia e oceanografia, entre outros dados. (Agência BrasilEnergia - 15.09.2016)

Compagas fecha seis contratos de fornecimento de gás

A Compagas, distribuidora de gás natural do Paraná, fechou seis novos contratos de fornecimento de gás entre agosto e setembro deste ano, sendo três no segmento comercial e outros três no residencial. Somente com a entrada de três novos clientes do terceiro setor - o Hotel Adágio, o Lubriel Restaurante e o Ateliê do Trigo Boulangerie, todos em Curitiba -, o volume de gás natural entregue pela Compagas vai ter um aumento de 1,9 mil m³/mês. Todos os estabelecimentos devem receber o energético no início de 2018. Atualmente, a Compagas tem mais de 440 unidades consumidoras no segmento comercial que, juntas, demandam cerca de 17,7 mil m³/dia de gás natural. Já no setor residencial, os condomínios curitibanos Montclair e Terrasse D'argent vão trocar o GLP, vendido em botijão, pelo gás natural canalizado. A previsão de início de fornecimento também é de 120 dias. O outro contrato foi fechado com a Construtora Mastrom, responsável pelo Edifício Nicole, que está em construção e deve ficar pronto em julho do próximo ano. O acordo prevê que toda a rede interna de gasodutos seja instalada junto às obras do edifício. (Agência BrasilEnergia - 15.09.2016)

Conselho da Petrobras aprova venda de 90% da NTS para a Brookfield

O conselho de administração da Petrobras aprovou a venda de 90% das ações da NTS para a Brookfield Infrastructure Partners e suas afiliadas por US\$ 5,19 bi. A transação será feita por meio de um FIP. Segundo comunicado da estatal, a primeira parcela da venda, correspondente a 84% do valor total, ou US\$ 4,34 bi, será paga no fechamento da operação; os demais US\$ 850 mi, em cinco anos. A empresa destaca também que a operação "tem grande relevância" para o plano de desinvestimentos e equivale a cerca de 35% da meta de US\$ 15,1 bi para o intervalo de 2015-2016. A conclusão do processo está sujeita a apreciação em assembleia geral de acionistas da Petrobras e determinadas condições usuais, além da aprovação pelos órgãos reguladores. No comunicado, a Petrobras afirma que a venda da NTS "fomenta novos investimentos na ampliação da infraestrutura de transporte de gás" para criar um modelo de desverticalização da cadeia de gás natural, "desejável pelo órgão regulador", a ANP. Além disso, favorece o desenvolvimento de um ambiente competitivo, "propício à entrada de novos agentes neste mercado", com compartilhamento dos custos de infraestrutura. "Essa operação abre oportunidades para que parcerias com outras empresas, com larga experiência e condições de investimento, contribuam para o fortalecimento da indústria de gás natural no Brasil", diz a Petrobras. Brookfield A Brookfield é uma das maiores gestoras de ativos do mundo, com mais de US\$ 200 bi sob administração e experiência com ativos de infraestrutura e energia, cujo portfólio inclui empresas com mais de 14 mil km de gasodutos nos Estados Unidos, Canadá e Austrália. A empresa informou que vai pagar, no

mínimo, aproximadamente 20%, ou cerca de US\$ 825 milhões, na transação realizada com a Petrobras, considerando o valor da primeira parcela a ser quitada no fechamento do negócio (US\$ 4,34 bi). O restante do investimento caberá aos demais parceiros no consórcio. O valor total da operação é de US\$ 5,2 bi, cuja segunda parcela, de US\$ 850 mi, será paga em cinco anos. “Essa é uma oportunidade única de investir em um negócio de grande escala e alta qualidade e participar do crescimento da indústria de gás no Brasil. Esperamos que esse negócio vá contribuir significativamente para nossos resultados daqui para frente”, afirmou o presidente da Brookfield Infrastructure, Sam Pollock. Ainda segundo a empresa, o mercado de gás no Brasil deve crescer substancialmente até 2030, com o desenvolvimento do abastecimento de gás natural a partir de campos de petróleo do pré-sal. (Valor Econômico - 23.09.2016)

Petrobras enfrenta problemas em térmica e terminal GNL colocados à venda

A estatal Petrobras tem enfrentado problemas com um terminal de Gás Natural Liquefeito (GNL) e uma termelétrica instalados no Ceará, que fazem parte de um pacote de ativos colocado à venda em junho deste ano, em meio ao bilionário plano de desinvestimentos da companhia. Documento da petroleira visto pela Reuters aponta que a Secretaria de Infraestrutura do Ceará pretende utilizar para outros fins a área atualmente ocupada pelo terminal de GNL da Petrobras no Porto de Pecém, o que a companhia entende que "pode resultar em desmobilização" da unidade. A Petrobras também afirma no documento que tem enfrentado "inúmeros problemas" na operação de uma termelétrica abastecida pelo terminal, a UTE TermoCeará, atribuídos a "vícios ocultos no projeto das turbinas" da usina. A companhia estima no documento que as falhas na térmica, que incluem "danos catastróficos" em três turbinas, já levaram a uma indisponibilidade acumulada das máquinas que exigiu a compra de 273 milhões de reais em energia no mercado para compensar o que deixou de ser produzido. A TermoCeará pertencia originalmente à MPX, empresa de energia do empresário Eike Batista, e foi comprada pela Petrobras em 2005 por 137 milhões de dólares. No documento visto pela Reuters, a estatal afirma que investiu cerca de 31,7 milhões de reais entre 2010 e 2015 na usina, incluindo para manutenção e substituição de equipamentos, mas aponta que ainda assim "as dificuldades vêm sendo grandes" e podem levar à "inviabilidade comercial" da planta. A TermoCeará possui 220 megawatts de potência, o que representa 3,5 por cento do parque gerador da Petrobras, que soma 6,2 GW. Já o terminal de regaseificação de GNL da Petrobras no Ceará conta com capacidade de transferir até 7 milhões de m³/dia de gás natural para o Gasoduto Guamaré- Pecém (Gasfor). A unidade é uma das duas de GNL da companhia, e soma-se a um terminal no Rio de Janeiro com capacidade para escoar até 14 milhões de m³/dia. Na documentação, a Petrobras afirma que a intenção do governo do Ceará de

utilizar a área ocupada pelo terminal GNL em Pecém decorre de exigência do Ministério Público Federal de que sejam encerradas atividades de tancagem de derivados de petróleo atualmente exercidas no Porto de Mucuripe, que precisariam ser transferidas. "Como o compartilhamento das duas atividades no mesmo terminal é inviável, a intenção da Seinfra-CE/Ceará Portos pode resultar em desmobilização do terminal de GNL... há um grande risco da UTE TermoCeará perder o suprimento de GNL", afirmou a Petrobras. (Reuters - 23.09.2016)

Conselho da Petrobras aprova venda da NTS por US\$ 5,2 bi

O conselho de administração da Petrobras aprovou a venda de 90% das ações da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) para a Brookfield Infrastructure Partners (BIP) e suas afiliadas por US\$ 5,19 bi. A primeira parcela, que corresponde a 84% do total (US\$ 4,34 bi), será paga no fechamento da operação, e o restante (US\$ 850 mi), em cinco anos. A operação foi feita por meio de um FIP (fundo de investimento em participações), que, além da Brookfield, tem a British Columbia Investment Management Corporation (BCIMC), CIC Capital Corporation (subsidiária da China Investment Corporation) e GIC como cotistas. A conclusão da transação ainda está sujeita à aprovação da Assembleia Geral da Petrobras e, em seguida, dos órgãos reguladores competentes. A venda da NTS faz parte do plano de desinvestimentos da Petrobras para o período de 2015-2016, e corresponde a 35% da meta total, de US\$15,1 bi. Em fato relevante divulgado ao mercado, a Petrobras afirmou que a venda da NTS foi conduzida através de processo competitivo e que o valor da transação foi avaliado por quatro instituições financeiras, "por meio de três opiniões de valor justo (fairness opinion) e um relatório de avaliação (valuation report)". Ainda de acordo com a petroleira, a operação abre oportunidades para que parcerias com outras empresas com experiência e condições de investimento contribuam para o desenvolvimento da indústria de gás natural no Brasil. "Fomenta, ainda, novos investimentos na ampliação da infraestrutura de transporte de gás, com o objetivo de criar um modelo de desverticalização da cadeia de gás, desejada pela ANP", segundo a nota. A NTS foi criada a partir de um termo de compromisso assinado com a ANP, no qual a Petrobras se comprometeu a reestruturar a Transportadora Associada de Gás (TAG) e suas subsidiárias integrais. Assim, foram criadas duas carregadoras de gás natural, uma para a região Sudeste (NTS), e outra para Norte e Nordeste (TAG). A Brookfield é uma das maiores gestoras de ativos do mundo, com mais de US\$ 200 bilhões sob administração e experiência em ativos de infraestrutura e energia, cujo portfólio inclui empresas com mais de 14 mil km de gasodutos nos EUA, Canadá e Austrália. (Agência Brasil Energia - 23.09.2016)

Venda da NTS abre caminho para ampliação da malha

A venda de 90% da Nova Transportadora do Sudeste (NTS) pela Petrobras à Brookfield Infrastructure Partners (BIP), anunciada nesta sexta-feira (23/9), abre caminho para a ampliação de gasodutos e expansão do mercado de gás natural, de acordo com o gerente executivo de Gás Natural da estatal brasileira, Rodrigo Costa Lima. “A operação está alinhada com o novo plano de negócios (da Petrobras), com a regulação vigente do mercado de gás e com a iniciativa do MME para criar um ambiente de competitividade da indústria de gás no país”, disse Lima, em teleconferência com jornalistas na manhã de hoje. Ele pontuou, contudo, que novos investimentos na malha de gasodutos dependem da realização de licitações pela ANP. Em um primeiro momento, a rede da NTS será utilizada exclusivamente pela Petrobras. “Temos barreiras. É preciso aperfeiçoamento da regulação para a entrada de novos players”, assinalou. A venda da NTS foi fechada US\$ 5,19 bi. A primeira parcela, que corresponde a 84% do total (US\$ 4,34 bi), será paga no fechamento da operação, e o restante (US\$ 850 mi), em cinco anos. A expectativa é receber o montante inicial ainda em 2016. A Transpetro será administradora da malha durante a transição, gerenciando as atividades de manutenção e operação dos gasodutos. Lima ressaltou que a Petrobras não tem contrato de exclusividade com a Brookfield – antes todos os contratos da NTS estavam vinculados com a Petrobras. “Temos apenas o gas transportation agreement”. O primeiro vencimento do conjunto de contratos está previsto para 2025 e o último, 2031. A NTS possui uma malha composta por aproximadamente 2,5 mil km de gasodutos, 44 pontos de entrega, nove de recebimento e seis de compressão. A Brookfield conta com mais de 14 mil km de gasodutos em países como Canadá e Austrália. (Agência Brasil Energia – 23.09.2016)

Governo do Ceará busca solução para substituir terminal de GNL da Petrobras em Pecém

A entrada de investidores privados no Ceará pode levar a Petrobras a desativar seu terminal flutuante de regaseificação de GNL (FSRU, na sigla em inglês) do Porto de Pecém. O governo estadual busca interessados em construir e operar uma planta terrestre de regás que possa substituir o fornecimento atual, liberando o berço ocupado hoje pelo FSRU Golar Spirit. Já foi assinado um memorando de entendimento com as empresas Kogas e Posco, ambas sul-coreanas, para estudar a viabilidade de um terminal equipado para 12 milhões de m³/dia de capacidade de regaseificação. O governo cearense ainda conversa com outros interessados no exterior. O plano do governo é ampliar a capacidade de desembarque de combustíveis líquidos em Pecém e, para isso, precisa do espaço ocupado hoje pelo FSRU. A mudança chegou a ser discutida com a

petroleira, que não demonstrou interesse em fazer novos investimentos, levando, então, a busca de novos investidores, informaram fontes próximas à negociação. A Petrobras tem plano de reduzir sua exposição em diversos segmentos, vendendo ativos ou encontrando novos sócios para as operações. No caso do GNL, a empresa, que tem outros dois terminais em Salvador e no Rio de Janeiro, cogita também o compartilhamento de capacidade. Além de atrair capital novo para Pecém, o governo do estado também precisa tratar do fornecimento de gás para as térmicas Ceará e Fortaleza, instaladas na região, e que hoje são abastecidas pelo terminal da Petrobras, em contratos vigentes até 2023. É nesse contexto que o governo espera atrair investimentos para um novo terminal, que crie a capacidade de importação de gás necessária para a Petrobras deixar o negócio de GNL em Pecém, sem colocar em risco o abastecimento das térmicas. A ideia é que a nova planta entre em operação em quatro anos, entre 2020 e 2021. (Agência Brasil Energia - 26.09.2016)

SCGÁS lucra R\$ 102 milhões até agosto

A distribuidora SCGÁS lucrou R\$ 102,3mi entre janeiro e agosto de 2016. Somente em agosto, o lucro operacional da concessionária de Santa Catarina chegou a R\$ 10mi e a receita com venda de gás natural totalizou R\$ 66,5mi. Em termos de volume, foram vendidos 55,9 milhões de m³ de gás natural no mês, maior volume registrado no ano e aumento de quase 5% frente a julho. Ainda com relação a agosto, a média de consumo foi de 1,8 milhão de m³/dia de gás, valor considerado alto em relação à média histórica de Santa Catarina. Já o pico diário de demanda foi de 1,97 milhão de m³ – superando o recorde mensal anterior da companhia, de 1,93 milhão de m³/d, registrado em agosto de 2013. Os segmentos industrial, residencial e automotivo (que consome GNV) tiveram crescimento de consumo, de acordo com a SCGÁS. Somente o comercial teve queda em agosto, de 0,04% em relação ao mês anterior. No acumulado do ano, contudo, houve crescimento em todos os segmentos. A distribuidora conectou cinco novos condomínios residenciais no mês: Dungenheim e Palas Athena Residence, na capital Florianópolis; Ponte Nelle Alpi, Nações Unidas e Parizska, em Criciúma; além da indústria Engecass, fabricante de elevadores automotivos do município de Rio do Sul. (Agência Brasil Energia - 27.09.2016)

Caducidade de termelétrica da CGTEE é proposta ao MME

A Aneel encaminhou ao MME, em decisão desta quarta-feira (28/9), a proposta de caducidade da concessão da termelétrica São Jerônimo (20 MW - RS), da CGTEE. A agência apontou irregularidades na operação da usina a carvão, em funcionamento desde 1953, no município gaúcho de mesmo nome. O projeto estava com operação comercial suspensa desde 2014. Segundo fiscalização da

agência, uma das unidades estava indisponível para serviço desde 2007, estando parcialmente desmontada, sem o rotor, enquanto as outras duas também não estavam operando. Sem licenciamento ambiental e em razão de outras restrições operacionais, técnicas e financeiras, a usina já passa por processo de desmobilização pela empresa, que admitiu à Aneel a inviabilidade de recuperação do empreendimento. Em julho, a agência propôs a caducidade de outro projeto da empresa, a termelétrica Porto Alegre - Nutepa (24 MW - RS), também em fase de desmobilização desde 2013 após suspensão da operação dois anos antes. Após relatório de falhas e transgressões feito para fiscalização da usina, foram apontadas restrições ainda na continuidade da operação de uma unidade geradora da usina Presidente Médici. (Agência Brasil Energia - 28.09.2016)

Vale fecha acordo de US\$768 mi em venda de ativos para Mitsui

A mineradora Vale informou nesta quinta-feira que fechou acordo para receber US\$ 768 bi com a venda de participações na mina de carvão de Moatize e no Corredor Logístico de Nacala (CLN), em Moçambique, à japonesa Mitsui. A maior produtora de minério de ferro do mundo, que busca até 2017 reduzir sua dívida líquida em US\$ 10 bi com medidas como os desinvestimentos, havia anunciado o acordo com a companhia japonesa no fim de 2014, mas novos termos do negócio só foram fechados agora. O acerto com a Mitsui no país africano integra uma meta de a companhia obter com vendas de ativos de US\$ 4 bi a US\$ 6 bi, no biênio 2016-2017, nos chamados "negócios anunciados" - essa nova meta revisada na véspera, aliás, ficou US\$ 1 bi abaixo da projeção divulgada no início do mês. No acordo revelado nesta quinta-feira, a Vale ainda vê avançadas negociações para obter financiamentos de US\$ 2,7 bi por meio de project finance para o Corredor Logístico de Nacala, que está em "ramp-up" e registrou transporte de 1,655 milhão de toneladas pela ferrovia no segundo trimestre. "Continuamos trabalhando no project finance, que aliás está bastante adiantado com diversas instituições financeiras internacionais, incluindo bancos japoneses...", disse o presidente da Vale, Murilo Ferreira, em vídeo, ao comentar o assunto. Segundo a brasileira, nos termos anunciados nesta quinta-feira, a Mitsui acordou em pagar US\$ 255 mi por 15 por cento da fatia de 95 por cento que a Vale tem na mina de carvão de Moatize. A Mitsui também pagará US\$ 348 mi por 50 dos 70 por cento de participação que a mineradora tem no corredor logístico, que prevê conectar Moatize ao porto de Nacala. Um empréstimo da Mitsui de "longo prazo" para o CLN, de US\$ 165 mi, também está previsto no novo acordo. No comunicado, a Vale explicou ainda que uma contribuição adicional de até US\$ 195 mi podem ser pagos pela Mitsui pela participação na mina, condicionados ao atingimento de certas condições, incluindo o desempenho da mina. A produção de Moatize foi de 1,251 milhão de toneladas

no segundo trimestre de 2016, segundo o último relatório de produção da Vale. (O Globo - 29.09.2016)

Algás abre licitação para obras de gasoduto

A distribuidora Algás, de Alagoas, abriu licitação para execução das obras das etapas três e quatro do gasoduto Penedo - Arapiraca. As duas últimas etapas do projeto somam 33 km de extensão e devem ser iniciadas em janeiro de 2017. O edital da licitação foi publicado no DOE de Alagoas. O projeto completo custará R\$ 41 mi e terá 67 km de extensão, conectando a estação da Algás em Penedo à Rodovia AL-220, na altura das instalações do grupo Coringa. A previsão de término do primeiro trecho, de 34 km, referente às etapas um e dois, é dezembro deste ano. De acordo com a distribuidora, o objetivo é atrair novas indústrias para a região, além de aumentar a ramificação da rede de gasodutos no interior do estado alagoano. (Agência Brasil Energia - 30.09.2016)

Gás Brasileiro prospecta negócios com biogás de vinhaça

A Gás Brasileiro decidiu partir para a aquisição de biometano produzido a partir do gás de vinhaça, subproduto do processamento da cana em usinas sucroalcooleiras. A distribuidora de gás da Petrobras firmou recentemente um primeiro protocolo de intenções com dois parceiros, para captação de 25 milhões de m³ do produto num horizonte de cinco anos. O acordo envolve a usina Irmãos Malosso, em Itápolis, região de Catanduva, que vai fornecer a vinhaça, e o Consórcio CSO, que detém a tecnologia de biodigestão desse efluente para a extração do biometano. Antes de ser injetado na rede da companhia, o gás terá que ser filtrado e comprimido. Sua composição terá que cumprir requisitos da ANP, já que vai se misturar às moléculas do gás de origem fóssil importado da Bolívia. O projeto da planta como um todo está orçado em R\$ 16 mi. Há 140 usinas localizadas na área de concessão da Gás Brasileiro, informa o presidente da empresa, Walter Fernando Piazza Júnior, sendo que há várias delas com entendimentos em estágio inicial junto a empresa. Uma delas, informa o executivo, está, inclusive, fazendo testes com um caminhão adaptado para consumir mistura de biometano e diesel. “É papel da Gas Brasileiro o investimento em infraestrutura para construção de redes de distribuição de gás natural canalizado até a divisa de propriedade da usina. Adicionalmente, prestamos toda a assessoria técnica necessária para a adequação das instalações internas”, explica. A Arsesp prevê, ainda para outubro, o lançamento de consulta pública com propostas para criação de regulamentação da injeção de biometano nas redes das distribuidoras paulistas. Também estará em estudo a possibilidade, em breve, da realização de uma chamada pública para que empresas possam firmar contratos de fornecimento com produtores de biometano, inaugurando

assim um sistema de negociação similar ao mercado livre de energia. (Agência Brasil Energia - 04.10.2016)

TBG ofertará capacidade do Gasbol

A TBG, subsidiária da Petrobras responsável pela operação do Gasbol, prepara uma chamada pública para ofertar 18 milhões de m³/dia de gás natural em capacidade de transporte do gasoduto que conecta Brasil e Bolívia. A chamada pública deve acontecer no segundo semestre de 2017, de acordo com documento elaborado pela ANP. Segundo a agência, qualquer agente autorizado a atuar como carregador de gás poderá participar da consulta. As regras, que ainda estão sendo elaboradas, vão estabelecer a metodologia de contratação de capacidade. Ao final do processo, os vencedores vão fechar contratos firmes de transporte de gás natural com a TBG, ainda conforme o documento. O volume é referente ao primeiro acordo de importação de gás firmado entre Petrobras e YPFB, que vence em dezembro de 2019, e representa mais da metade da capacidade do Gasbol (32 milhões de m³/dia de gás). A Petrobras utiliza o restante da capacidade por meio de acordos de menor porte, que vencem em datas futuras, como 2021 e 2041. Na esfera da TBG, que opera a parte brasileira do gasoduto, entram os contratos de transporte de gás natural. A parcela de 18 milhões de m³/d foi contratada pela Petrobras no modelo TCQ (Transport Capacity Quantity). Hoje, a petroleira atua como agente carregador de gás até os pontos de consumo (distribuidoras e consumidores livres). O lançamento da chamada pública indica que a Petrobras não deve mais ser responsável por levar o gás boliviano para as distribuidoras do Sul, que hoje têm 100% de sua demanda atendida nessa modalidade, e para a Comgás, que recebe 40% via Gasbol. Compagas, SCGás e Sulgás, as concessionárias da região, têm realizado reuniões periódicas com a Abegás para discutir possíveis soluções para garantir a oferta de gás natural após 2019. Segundo Cósme Polêse, presidente da SCGás, as distribuidoras podem buscar soluções em conjunto ou de forma individual. “Estamos conversando sobre as diversas possibilidades, como a contratação direta com a Bolívia ou a importação de GNL”, afirmou. A consulta pode retirar um pouco da pressão que paira sobre a YPFB com relação à venda de gás natural para o Brasil, uma vez que o interesse da Petrobras na renovação do contrato é incerto. A exportação de gás é uma das principais fontes de renda do país. Recentemente, o programa Gás para Crescer, coordenado por MME, ANP e EPE para garantir a abertura do mercado brasileiro de gás, colocou a relação bilateral com o vizinho no campo energético como uma das diretrizes principais. (Agência Brasil Energia - 05.10.2016)

Gasmig quadruplica carteira de pequenos clientes

Desde que decidiu intensificar a expansão da rede de distribuição, em janeiro de 2015, a Gasmig já quadruplicou sua carteira de clientes em Minas Gerais. A distribuidora de gás natural chegou a 10.707 unidades consumidoras conectadas em setembro de 2016, enquanto, no início do ano passado, tinha apenas 2.040. Mais de 97% do portfólio atual da concessionária representam clientes residenciais e comerciais, segmentos que tiveram o maior crescimento do período. A rede de gasodutos passou de 939,8 km para 1.022 km de extensão nos últimos 19 meses, aumento de quase 9%, de acordo com a Gasmig. A próxima meta da distribuidora é chegar a 17.000 unidades consumidoras conectadas à rede de distribuição de gás canalizado até o final desse ano. No médio prazo, o objetivo é totalizar 80 mil clientes de 22 bairros da região metropolitana de Belo Horizonte até 2018. Atualmente, a Gasmig fornece gás canalizado para residências e comércios de bairros da região centro-sul de Belo Horizonte, como Santo Agostinho, Lourdes, Funcionários, São Pedro, Sion, Cruzeiro, Buritis, Belvedere. Além disso, a companhia está expandindo a rede nos bairros de Santa Lúcia, Sion, Buritis, Anchieta e Santo Antônio. (Agência Brasil Energia – 06.10.2016)

Governo de SP libera GasBrasiliano a instalar gasoduto de 82 km

A GasBrasiliano foi autorizada pelo governo estadual de São Paulo a construir um gasoduto de 82 km que vai ligar Itápolis ao município de Catanduva, que ainda não recebe gás natural. O projeto, orçado em R\$ 60 milhões, recebeu um Decreto de Utilidade Pública (DUP), que será publicado na próxima sexta-feira (7/10) no Diário Oficial do Estado. Depois da autorização da Arsesp, o DUP foi concedido pelo governo do estado para permitir a concessionária a realizar as obras do empreendimento nas áreas previamente demarcadas, sejam elas públicas ou privadas. A GasBrasiliano, que pertence à Petrobras, terá faixas de 10 m de extensão para demarcar a passagem dos dutos nos municípios de Itápolis, Santa Adélia, Pindorama e Catanduva. O projeto será concebido em três etapas. Na primeira, serão construídos 10 km de uma rede secundária para atender ao consumo interno de Catanduva. Em um primeiro momento, a distribuidora deve utilizar GNC ou GNL para atender a clientes industriais da cidade, em volumes que possam injetados na rede local. Nessa modalidade, o fornecimento deve ser iniciado no segundo semestre de 2017. Só na segunda etapa, que deve ser concluída no segundo semestre de 2018, serão instalados 56 km de gasodutos conectando Catanduva até Itápolis, onde a GasBrasiliano já tem rede de distribuição instalada. A terceira e última etapa contempla a expansão da rede dentro de Catanduva, para que todos os quatro distritos industriais da cidade, onde mais de 340 indústrias estão instaladas, recebam gás natural canalizado. O projeto da GasBrasiliano ainda prevê uma extensão para atender ao município de Pindorama. Um estudo de mercado realizado pela GasBrasiliano

identificou pelo menos 25 indústrias em Catanduva com potencial de consumo de gás natural, que representam uma demanda total de 220 mil m³/dia. Os segmentos comercial, automotivo e residencial também serão atendidos. Atualmente, a rede de distribuição da GasBrasiliano está presente em 31 municípios, além de outros cinco que recebem GNC. A concessionária tem mais de 18 mil clientes, com consumo médio de 760 mil m³/dia de gás natural, atendidos por uma rede de gasodutos de 958 km de extensão. (Agência Brasil Energia – 06.10.2016)

Petrobras muda cronograma e reduz potência de térmica a óleo no PE

A Aneel autorizou a Petrobras a reduzir a potência instalada da termelétrica U-50, localizada em Ipojuca (PE), de 200 MW para 150 MW, com o desligamento de uma turbina, segundo despacho publicado na edição desta sexta-feira do Diário Oficial da União. Além disso, a Aneel alterou o cronograma da implantação das unidades geradoras da usina, passando a de número 2 a entrar em operação até 15/7, enquanto que a de número 3 tem que ser operada comercialmente até 21/7. U-50 é uma termelétrica que está sendo implantada pela Petrobras em regime de autoprodução, com uso de óleo combustível e alternativa de coque. A usina está sendo construída dentro da Refinaria Abreu e Lima e a primeira unidade geradora deveria ter entrado em operação em janeiro de 2012, mas teve adiamento para agosto de 2014, segundo o processo analisado pela Aneel. Em dezembro do ano passado, a estatal pediu a redução da capacidade e a aprovação de novo cronograma, devido à rescisão contratual com a empresa contratada para a implantação do projeto, um ano antes, acarretando em atrasos nas obras. Como a usina será utilizada em regime de autoprodução, a Aneel disse não ter identificado excludente de responsabilidade pelo não cumprimento do cronograma, uma vez que os prejuízos pelo atraso recaem sobre o próprio empreendedor. (Agência Brasil Energia – 07.10.2016)

Eletrobras Roraima anuncia que irá ampliar parque térmico de Boa Vista

A Eletrobrás Distribuição Roraima anunciou que irá ampliar o parque térmico de Boa Vista. Segundo a empresa, a medida visa atender o crescimento da demanda e aumentar a segurança energética do estado. Ao todo, a Eletrobrás irá instalar mais 80 MW, dos quais 20 MW serão agregados à usina de Monte Cristo. Os motores que produzirão os outros 60 megawatts serão colocados em pontos diversos que ainda devem ser definidos pela empresa. Conforme o presidente da Eletrobrás, Anselmo de Santana Brasil, a ação vai garantir o suprimento de energia elétrica na capital e minimizar os problemas causados no fornecimento de energia da Venezuela através do Linhão de Guri e também pelo atraso na construção do Linhão de Tucuruí entre Manaus e Boa Vista. A empresa não

informou quando as obras devem começar, quando serão concluídas ou quanto a ampliação irá custar. Em reunião com a governadora Suely Campos (PP) na terça, Anselmo Brasil afirmou que a empresa acompanhará, junto com o estado, o caso da Cerr, que teve a ter a concessão extinta pelo MME em janeiro de 2017. Após a extinção, a Boa Vista Energia deve assumir o serviço de distribuição de energia no estado. Questionado por Suely sobre como ficará a situação dos funcionários, a energia em áreas indígenas e o patrimônio da Cerr, Anselmo afirmou que essas questões ainda estão sendo analisadas. Ele adiantou que existe um plano para disponibilizar um sistema isolado de energia alternativo, principalmente com energia solar, para as áreas indígenas. Brasil disse ainda que está elaborando um relatório com o presidente da Cerr, Augusto Iglesias Ferreira, sobre a situação energética do interior do estado. (G1 - 12.10.2016)

Petrobras negocia Liquigás com Ultrapar

A Petrobras informou na noite desta sexta-feira (14/10) que mantém negociações avançadas com a Ultrapar pela venda da Liguigás, subsidiária distribuidora de GLP. A transação ainda não foi concluída. "A transação depende ainda da finalização das negociações e da aprovação pelas instâncias internas de ambas as companhias e pelos órgãos reguladores competentes", informou a Petrobras em nota. (Agência Brasil Energia - 14.10.2016)

Copergás tem boa perspectiva de crescimento no longo prazo, avalia Fitch

“As atividades da Copergás apresentam perspectivas positivas de crescimento a médio e longo prazos”, avaliou a agência de classificação de risco Fitch Ratings em relatório publicado nesta sexta-feira (14/10). Segundo a Fitch, o negócio de distribuição de gás natural lidam com uma demanda menos volátil do que outros setores econômicos, o que, junto ao planejamento de expansão da rede de gasodutos, garante um bom cenário futuro. O estudo ainda indicou que a distribuidora de Pernambuco tem um perfil financeiro sólido, baseado em bons resultados de liquidez e geração de caixa. Também foram apontados os índices de alavancagem conservadores da companhia, além das garantias contratuais de repasse de custos não administráveis, o que acaba preservando as margens da Copergás – que tem ratings de longo prazo de AA-(bra), com perspectiva estável. Uma característica que conta pontos negativos para a distribuidora, no entanto, é a concentração de sua geração de caixa no segmento industrial, “cujo desempenho está mais relacionado à economia. A empresa também necessita que o preço do gás seja mais competitivo frente a alternativas energéticas para o segmento [industrial]”, segundo a agência. Atualmente, a Copergás é a maior distribuidora de gás da região Nordeste e a quarta maior do país, considerando o volume de gás movimentado. A companhia distribui gás para clientes de 26

municípios de Pernambuco, 20 atendidos pela rede de gás canalizado e seis por GNC. A Fitch acredita que o Ebitda da Copergás terá crescimento de 54% em 2016, para R\$ 108 milhões, com a interrupção dos prejuízos decorrentes do contrato de fornecimento de gás à usina Termopernambuco. O prejuízo tem relação com o cancelamento da isenção fiscal que era concedida ao fornecimento de gás para a geração termelétrica no estado. As projeções ainda consideram aumento de 17% do volume faturado total em 2016. Além disso, a Fitch estima que a distribuidora terá fluxo de caixa livre (FCF) positivo de R\$ 9 milhões em 2018, com aumento gradual para R\$ 13 milhões em 2020. Já em 2016, o FCF deve ficar negativo em R\$ 35 milhões, pressionado pela distribuição de R\$ 80 milhões em dividendos e por investimentos de R\$ 48 milhões. Na avaliação da Fitch, a Copergás deve manter sua alavancagem financeira líquida próxima a zero, mesmo com o financiamento de R\$ 50 milhões adotado. (Agência Brasil Energia - 14.10.2016)

Térmicas de Pecém ameaçam parar

Depois de serem acionadas a plena carga para que as hidrelétricas pudessem poupar seus reservatórios, algumas usinas térmicas estão em vias de serem desligadas, justamente por causa do grande volume de água que consomem para gerar energia. Na semana passada, as duas maiores térmicas movidas a carvão do País, Pecém I e II, que operam no Porto de Pecém, no Ceará, informaram à Aneel que não terão mais condições de continuar em funcionamento, caso o preço da energia que vendem não seja reajustado para acompanhar a explosão do custo da água no Estado. A origem do problema está na pior crise hídrica dos últimos 66 anos enfrentada pelo Ceará. Como essas térmicas necessitam de muita água para resfriar suas máquinas – um volume equivalente a 6% do consumo diário de Fortaleza –, o governo cearense, preocupado com o abastecimento da população, decidiu atacar no preço e criou uma cobrança específica para essas usinas, o Encargo Hídrico Emergencial. Na semana passada, os carteiros entregaram nos escritórios das empresas Eneva e EDP, donas das duas usinas, as primeiras contas de água com a taxa extra embutida. A fatura referente ao mês de setembro chega a R\$ 1,308 mi decorrente do consumo de água, mas acrescenta outros R\$ 9,125 mi relativos ao novo encargo. Os empresários reagiram de imediato, bateram na porta da Aneel e ameaçaram desligar as máquinas. “Em poucas semanas de geração com esse custo extraordinário, os agentes (empresas) não terão recursos para pagamento de combustível e/ou operação e manutenção e da própria água”, declararam as empresas, em carta enviada à agência. “Em face desses prejuízos insustentáveis, os agentes não terão alternativa senão paralisar a operação do complexo termoelétrico, caso haja o despacho do complexo sem o devido repasse desses custos adicionais.” Na prática, o que os geradores pedem é uma revisão de suas tarifas já neste mês de outubro e

enquanto durar a cobrança do encargo, previsto para ser recolhido mensalmente até agosto de 2017.

Petrobras produz 81,2 milhões de m³/dia de gás em setembro

A Petrobras produziu 81,2 milhões m³/dia de gás natural em setembro, volume 2,2% superior ao registrado em agosto (79,5 milhões m³/d). Na comparação sazonal, também houve aumento. O volume produzido em setembro desse ano foi o maior já registrado pela companhia no histórico mensal. Até setembro desse ano, a produção média anual da companhia ficou em 76,5 milhões de m³/d de gás, volume que já representa uma elevação de 2,7% na comparação com 2015. Nos campos desenvolvidos fora do Brasil, a Petrobras produziu 9,5 milhões m³/d de gás natural, o que representa queda de 2% em relação ao mês passado, devido à parada programada da plataforma dos campos de Lucius/Hadrian South, nos EUA. Com exceção de março, a produção de gás no Brasil cresceu em todos os meses do ano, e recordes consecutivos têm sido registrados desde junho. De acordo com dados mais recentes do MME, referentes a agosto, a produção nacional totalizou 108,8 milhões de m³/d, sendo 77,5% só da Petrobras. Apesar da oferta nacional, que totalizou 84,3 milhões de m³/d em agosto, também ter crescido no período (5%), a reinjeção e queima de gás têm subido mensalmente devido ao gargalo de infraestrutura disponível para escoar o gás natural produzido nos campos offshore. Em agosto, foram queimados 5 milhões de m³/d de gás, maior volume do ano. (Agência Brasil Energia - 17.10.2016)

Golar compra ações da Genpower na UTE Porto de Sergipe I

A Golar Power comprou as ações da Genpower no projeto da UTE Porto de Sergipe I e ampliou sua participação de 25% para 50% do capital social. A empresa de Bermudas agora divide o controle da Celse, sociedade criada para operar o projeto, com a EBrasil. Em comunicado oficial, a Golar informou que o preço final a ser pago pela ações dependerá do desempenho da usina, mas que deve ficar limitado a US\$ 50 mi. Segundo Marco Grecco, CEO da Genpower, a operação de transferência de ações já era prevista. “A Genpower é uma empresa de desenvolvimento de projetos. Fizemos toda a parte de estruturação e negociação com investidores. Agora, a Golar assume a sociedade daqui para frente”, explicou. Para a Golar, um dos objetivos da operação é injetar dinheiro na Celse, que agora está pronta para fechar o contrato EPC da usina de 1,5 GW de capacidade com a GE. O acordo com a norte-americana já teve os termos negociados e deve representar 80% dos custos previstos para todo o projeto. A expectativa é que o projeto gere um resultado no Ebitda anual de R\$ 1,1 bi quando não houver despacho térmico e considerando uma tendência de alta quando estiver gerando energia. A Porto de Sergipe I foi contratada no leilão A-

5 de 2015 e deve entrar em operação em janeiro de 2020. Essa deve ser a primeira usina a GNL privada a entrar na matriz brasileira. Com o contrato de EPC praticamente fechado, Golar e EBrasil agora devem se preocupar apenas com o cronograma de instalação. As obras da usina no site já começaram. Nessa primeira fase, são realizadas terraplanagem e fundação do terreno. Em seguida, começam as obras civis. A previsão das empresas é que a entrega das turbinas comece em meados de 2018. O comissionamento será realizado em setembro de 2019, segundo Grecco. O investimento total previsto para a implantação da UTE Porto de Sergipe I é de R\$ 4,3 bi, o que inclui despesas com a subestação de energia e o terminal de regaseificação de GNL (FSRU) que atenderá ao consumo da usina. O FSRU, que será operado pela Golar, está sendo construído pela Samsung na Coreia do Sul e deve chegar ao Brasil no início de 2018. A americana Exxon Mobil será a fornecedora de GNL. (Agência Brasil Energia - 18.10.2016)

Wärtsilä fecha contrato para térmica de 28 MW na Bahia

A Wärtsilä assinou contrato de fornecimento de 28 MW para a UTE Prosperidade I da Imetame Energia que utilizará o conceito Gas to Wire que consiste em converter o gás natural em energia próximo ao campo de produção desse combustível. No escopo do contrato estão os equipamentos básicos e a engenharia em um acordo de cerca de 10 mi de euros. Essa é a primeira de três usinas que estão planejadas pela Imetame no interior da Bahia. A geradora é uma empresa independente do setor de óleo e gás que descobriu os campos de gás naquele estado em 2011. E o seu desafio era de monetizar esse insumo já que naquela região não há gasodutos para o escoamento da produção. A opção de gerar energia por meio de térmicas foi sugestão da Wärtsilä. (Agência CanalEnergia - 18.10.2016)

Gasmig fornecerá gás para fabricante italiana

A Gasmig fechou contrato com a fabricante de embalagens farmacêuticas OMPI do Brasil para atender ao consumo da nova fábrica da empresa em Sete Lagoas (MG). O acordo prevê a entrega de 2.000 m³/dia de gás natural e, para isso, a distribuidora mineira vai expandir sua rede de gasodutos em 1.000 metros. O gás será utilizado na fusão do vidro, matéria-prima para produção de ampolas e frascos farmacêuticos. Nesse processo, os equipamentos consomem o energético de forma intensa, por isso a opção pelo gás canalizado. A construção da unidade industrial, iniciada em fevereiro deste ano, deve ser concluída em dezembro. A operação da fábrica está prevista para ser iniciada em 2017. O projeto deve gerar mais de 200 empregos diretos, de acordo com a distribuidora. A entrada da OMPI faz parte do projeto de desenvolvimento industrial de Sete Lagoas, que prevê a formação de uma Zona de Processamento de Exportação (ZPE) na cidade. Nessa

mesma área, já estão instaladas fábricas da Ambev e da Iveco. Subsidiária da multinacional italiana Stevanato Group, a OMPI tem outras nove plantas em países como China, Dinamarca, Eslováquia, Itália e México. Já a Gasmig, pertencente à Cemig, tem investido na ampliação de sua carteira de clientes e, em setembro de 2016, somou 10.707 unidades consumidoras conectadas. (Agência Brasil Energia - 19.10.2016)

Moody's avalia Ultrapar

A potencial aquisição da Liquigás Distribuidora pela Ultrapar é negativa para o perfil de crédito da última porque mostra que a empresa estaria perseguindo uma estratégia de crescimento pouco conservadora, mesmo em um ambiente de economia e consumo fraco no Brasil, segundo a agência de classificação de risco Moody's. "Embora a Ultrapar tenha alcançado um caminho recorde de desalavancagem após grandes aquisições, a da Liquigás acontece muito próxima do anúncio de junho sobre a possível compra da Alesat Combustíveis, por R\$ 2,2 bi, dos quais R\$ 737 mi serão assumidos em dívida", afirmou a Moody's, em relatório. (Valor Econômico - 21.10.2016)

Petrobras e Total acertam aliança em exploração, produção, gás e energia

A Petrobras e petroleira francesa Total informaram nesta segunda-feira que os seus respectivos presidentes, Pedro Parente e Patrick Pouyanné, assinarão no Rio de Janeiro um memorando de entendimento para consolidação de uma aliança estratégica nos segmentos de Exploração e Produção (E&P) e Gás e Energia (G&E). No acordo a ser assinado nesta segunda-feira, as empresas se comprometem a avaliar conjuntamente oportunidades no Brasil e no exterior em áreas-chaves de interesse mútuo, "beneficiando-se de suas reconhecidas experiências em todos os segmentos da cadeia de óleo e gás". (O Globo - 24.10.2016)

Petrobras anuncia aliança com Total na área de Gás & Energia

A Petrobras anunciou nesta segunda-feira, 24 de outubro, a assinatura de memorando de entendimentos com a Total para consolidação de aliança estratégica nas áreas de Gás & Energia e Exploração & Produção. Com a parceria, as empresas têm o compromisso de se comprometerem a avaliar em conjunto oportunidades no Brasil e no exterior nessas áreas de interesse mútuo, beneficiando-se da expertise que possuem em todos os segmentos da cadeia de óleo e gás. Na área de Gás & Energia, as empresas vão desenvolver atividades conjuntas no segmento, incluindo energia elétrica. De acordo com a Petrobras, ao término da primeira fase do acordo, que abrange G&E e E&P, a parceria será ampliada para todos os segmentos da área de refino e gás natural. No anúncio

da parceria, feito na Rio Oil & Gás, no Rio de Janeiro, o presidente da Petrobras, Pedro Parente, revelou que o acordo pode incluir o desinvestimento em ativos dessas áreas. O CEO da Total, Patrick Poyanée, elogiou o tamanho do mercado brasileiro e acredita que até o fim deste ano a parceria já deverá ter dado algum fruto. Atualmente, a Petrobras e a Total são parceiras em 15 consórcios de exploração e produção. Nove são localizados no Brasil e seis no exterior. (Agência CanalEnergia - 24.10.2016)

Francesa Total mira ativos da Petrobras em gás e energia

Após vender a fatia de 66% em Carcará para a norueguesa Statoil, por US\$ 2,5 bilhões, a Petrobras está em negociações com uma outra gigante do setor, a francesa Total, para possíveis vendas de ativos e parcerias. Sócias no megaprojeto de Libra, no pré-sal da Bacia de Santos, a petroleira brasileira e a Total assinaram ontem um acordo estratégico para avaliação de oportunidades nas áreas de exploração e produção e no "downstream" (refino e gás e energia), onde a Petrobras estuda um novo modelo para negociar seus ativos de refino e distribuição de combustíveis. A expectativa, segundo o presidente da brasileira, Pedro Parente, é que até o fim do ano as duas empresas anunciem negócios concretos. De acordo com o executivo, as tratativas entre as duas empresas estão sendo conduzidas desde o início do ano e possíveis ativos já estão sendo avaliados. "Essa parceria pode incluir tanto ativos já existentes quanto a participação em futuros leilões. E na área de 'downstream' pode implicar num desinvestimento. Mas as coisas estão todas sendo discutidas na área de gás e energia. Os detalhes vamos conhecer quando estiver concluída a negociação, que esperamos ocorra em breve", disse Parente, durante entrevista coletiva concedida para detalhar a aliança estratégica com a Total, na Rio Oil & Gas, um dos principais eventos do setor de óleo e gás no país. O presidente mundial da Total, Patrick Pouyanné, por sua vez, destacou que, num primeiro momento, o foco da empresa francesa no "downstream" está direcionado para oportunidades nos negócios de gás e energia. O acordo com a Petrobras, contudo, prevê a extensão da parceria estratégica para todos os segmentos da área de refino e gás natural. (Valor Econômico - 25.10.2016)

Receita da Comgás tem queda de 21% no trimestre

A receita da Comgás caiu 20,9% no terceiro trimestre deste ano, totalizando R\$ 1,4 bilhão, reflexo da menor demanda por gás natural, mas também da redução das tarifas determinada pela Arsesp (Agência Reguladora de Saneamento e Energia de São Paulo) em maio. Por duas vezes em 2016, a Arsesp revisou para baixo os preços cobrados pela Comgás, uma em maio e outra em outubro. Somente a primeira teve impacto sobre o resultado do terceiro trimestre, que vai

de julho a setembro. Nesse reajuste, as reduções variaram de 11% a 21% para o segmento industrial, que representa a maior parcela da demanda por gás natural. O lucro líquido da distribuidora passou para R\$ 216 milhões no período. Já o Ebitda, que, na visão da Comgás, é o indicador que melhor reflete a situação atual da companhia, subiu 18% na mesma comparação, para R\$ 448,4 milhões. Segundo a distribuidora, o melhor mix de vendas, reflexo do investimento na ampliação da malha de gasodutos nos segmentos residencial e comercial, contribuiu para o resultado positivo. A Comgás adicionou 13 indústrias, 185 estabelecimentos comerciais e 31 mil residências ao seu portfólio no trimestre. Já no acumulado dos últimos 12 meses até setembro desse ano, a distribuidora conectou mais de 115 mil novas unidades consumidoras, crescimento de 7,4%. Hoje, a carteira de clientes da Comgás chega a 1,67 bilhão. (Agência Brasil Energia – 31.10.2016)

Engie mira aquisições na área de gás natural

O grupo franco-belga Engie (ex- GDF Suez) está acompanhando de perto as discussões em torno das mudanças regulatórias do setor de gás natural no Brasil. A multinacional mapeia com atenção as oportunidades de aquisição de ativos no país, em meio ao movimento de desinvestimentos da Petrobras, mas ainda aguarda o avanço das regras da indústria, debatido no âmbito do Gás Para Crescer, no MME, antes de fechar eventuais negócios. Em entrevista exclusiva ao Valor, o diretor mundial da Cadeia de Gás da Engie, Jean Marc-Leroy, disse que o Brasil possui um "potencial tremendo" para o desenvolvimento do mercado de gás. Presidente da GIE, associação que representa as empresas de infraestrutura de gás da Europa, Marc-Leroy fala da experiência da abertura do setor, na UE, e acredita que o Brasil tem condições de consolidar seu processo de desverticalização num ritmo mais rápido que o da Europa. "O processo de abertura [do mercado de gás] na Europa demorou cerca de 15 anos, mas as bases são muito diferentes, porque havia muitos países diferentes, com políticas de gás diferentes. Havia muitos stakeholders. No Brasil, o processo de abertura provavelmente é mais rápido, disse o executivo, que visitou o Brasil, na semana passada, para participar da Rio Oil & Gas, o maior evento da indústria brasileira de óleo e gás. Marc-Leroy comenta que a experiência europeia mostra que, para assegurar o processo de abertura, a regulação brasileira precisa garantir três pontos-chaves: transparência, acesso não discriminatório às infraestruturas e flexibilidade. "Flexibilidade quer dizer liquidez. Com o aumento da comercialização do gás, cria-se um ambiente de flexibilidade", defende. (Valor Econômico – 03.11.2016)

Bahiagás inicia fornecimento para indústria de Ilhéus

A distribuidora Bahiagás deu início ao fornecimento de gás natural para uma nova unidade industrial de Ilhéus, na região sul do estado. A fábrica da Mucambo Profissional, produtora de luvas e artefatos de látex, passou a receber 8 mil m³/dia, segundo maior volume entregue pela Bahiagás em Ilhéus, atrás apenas da Cargill Agrícola. Nos últimos anos, a distribuidora tem investido na expansão da rede de distribuição de gás natural canalizado na região sul da Bahia. O principal projeto realizado foi a construção do gasoduto Itabuna-Ilhéus, que levou o energético para o distrito industrial da região, estabelecimentos comerciais e postos de combustível (GNV). Já com relação ao segmento residencial, o foco dos investimentos da companhia são os mercados de Salvador, Lauro de Freitas e Feira de Santana. Em meados deste ano, a concessionária baiana totalizou 40 mil clientes do segmento residencial conectados. (Agência Brasil Energia - 01.11.2016)

Gas Natural Fenosa entra em geração no país

A Gas Natural Fenosa se prepara para entrar no mercado brasileiro de energias renováveis. A companhia, através da GPG, anunciou a aquisição de uma fatia de 85% em duas usinas de energia solar fotovoltaica do grupo Gransolar, no Piauí, e vai estreitar no setor de geração no Brasil. Ao todo, a espanhola vai investir € 85 mi para desenvolver os projetos Sobral I e Sertão I, que totalizam 68 MWp de capacidade - o que representa uma geração de 154 GWh anualmente. As duas usinas foram arrematadas no 7º leilão de energia de reserva, de agosto de 2015, e estão previstas para entrar em operação no quarto trimestre de 2017. A aquisição faz parte da estratégia global da Gas Natural Fenosa de expandir sua capacidade instalada com foco em energias renováveis. Dentro do plano de negócios 2016-2020, a meta da empresa é elevar em 3,5 mil MW seu parque de geração global, sendo 2,5 mil MW oriundos de fontes renováveis e até 1 mil MW de usinas a gás associadas ao desenvolvimento do negócio de GNL. Ao todo, a empresa prevê investir € 14 bi entre 2016 e 2020, sendo € 4,5 bi em geração de energia. Braço internacional do setor de geração do grupo, a Global Power Generation, tem atualmente uma carteira global de 4 mil MW de projetos em diferentes graus de maturidade em desenvolvimento, sendo 350 MW deles no Brasil. A GPG informou que, com a aquisição das usinas brasileiras, já atingiu a meta de aumentar sua capacidade instalada global em 100 MW até 2018. (Valor Econômico - 04.11.2016)

Gas Natural Fenosa tem como principal foco o setor de distribuição de gás natural e eletricidade

A Gas Natural Fenosa se prepara para entrar no mercado brasileiro de energias renováveis. O principal foco do plano de negócios da Gas Natural Fenosa,

contudo, é o setor de distribuição de gás natural e eletricidade. Ao todo, o segmento demandará investimentos de € 7,2 bi até 2020. A meta é crescer, sobretudo, no Chile, México e Espanha e investir em melhorias na rede de gás no Brasil. Em seu plano de negócios, a empresa estima que o mercado brasileiro ainda tem potencial muito grande para expansão do uso do gás e projeta crescimento de 5% ao ano no número de clientes no país. Responsável por 5% do Ebitda global, o Brasil é um dos principais mercados da empresa espanhola, cuja atuação é muito concentrada na Espanha e na América Latina. No ano passado, o Ebitda da Gas Natural Fenosa, no Brasil, totalizou € 263 mi. O montante é fruto das operações das concessionárias de gás. Para este ano, a previsão da multinacional espanhola era aumentar os investimentos no mercado brasileiro de gás natural. Ao todo, a companhia aprovou investimentos de R\$ 525,6 mi no país, na expansão e modernização das redes de gás nas áreas de concessão da CEG e CEG Rio, no Rio de Janeiro, e na Gas Natural SPS, no sul do Estado de São Paulo. O montante é 34% maior que o investido em 2015. O plano de negócios da Gas Natural Fenosa prevê, ainda, investimentos no segmento de gás natural liquefeito (€ 1,6 bi) e serviços (€ 700 mi) - área onde a empresa espanhola tem planos de investir em geração distribuída e na expansão dos serviços de soluções energéticas na América Latina. (Valor Econômico - 04.11.2016)

Gas Natural Fenosa compra por 85 milhões de euros usinas solares no Brasil

A Gas Natural Fenosa concordou em comprar, através da sua subsidiária Global Power Generation (GPG), uma participação majoritária, de 85%, em dois projetos solares do grupo Gransolar no Brasil. O investimento será de € 85 milhões para marcar a sua estreia no segmento de geração de energia elétrica no país. Os parques, denominados Sobral I e Sertão II, tem 68 MWp de capacidade, com uma produção anual estimada de 154 GWh. Localizado no Piauí, eles devem começar a operar no segundo semestre de 2017. Os parques venderam energia no leilão de energia de reserva de 2015, com um preço aproximado de € 95/MWh. A GPG tem participação de 25% do fundo soberano do Kuwait e gere uma capacidade instalada de 2.866 MW. A empresa tem perspectiva de adicionar mais 2.700 MW, fundamentalmente em energia renovável, até 2020. (Agência CanalEnergia - 04.11.2016)

Petrobras e Bolívia fecham proposta para exploração de gás

A Petrobras informou nesta segunda-feira que assinou um acordo com a estatal boliviana Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para investimentos em exploração de gás natural, na Bolívia. O acordo, no entanto, não constitui qualquer contrato definitivo, segundo a estatal brasileira. Em nota à imprensa, a Petrobras esclarece que, por meio de sua subsidiária Petrobras Bolívia, assinou

uma ata “que reflete proposta de trabalho conjunto com a estatal boliviana YPF” para desenvolvimento de projetos exploratórios nas áreas de Astilleros e San Telmo. “A efetivação deste acordo ainda está condicionada à aprovação nas instâncias corporativas da Petrobras e YPF e os investimentos nestes campos dependem do sucesso da campanha exploratória e do consequente projeto de desenvolvimento da produção”, disse a empresa. Nesta segunda, o periódico local “El Economista” informou que a Petrobras e a YPF vão investir US\$ 1,2 bilhão na exploração e produção de gás natural no sul da Bolívia. Segundo o jornal, o anúncio foi feito pelo ministro de Hidrocarbonetos e Energia do país, Luis Alberto Sánchez. Segundo ele, está previsto um trabalho em conjunto nos campos Astilleros e San Telmo, que têm reservas recuperáveis de 4 bilhões de pés cúbicos. (Valor Econômico – 08.11.2016)

Celse fecha acordo para terminal de GNL

A Celse, concessionária responsável pela construção da termelétrica Porto do Sergipe, que terá 1,5 GW de potência, fechou ontem um acordo de longo prazo de GNL da Ocean LNG, joint venture operada pela Qatar Petroleum (70%) e pela americana ExxonMobil (30%). O GNL importado terá como destino um terminal de regaseificação que será construído também no Estado de Sergipe, e vai abastecer a termelétrica, que deve ficar pronta em 2020. Esse será o primeiro terminal de GNL privado do país a sair do papel, marcando o fim do monopólio da Petrobras, que atualmente tem dois terminais de regaseificação em operação no Brasil. Pelos termos do acordo, a Ocean vai garantir 1,3 milhão de toneladas de GNL por ano. As exportações terão início em 2020, quando está prevista a entrada em operação da termelétrica e do terminal. Não foram informados os valores desse contrato. O terminal pertence à Celse, mas será operado pela Golar Power. “Esse é um marco importante no desenvolvimento da Termelétrica Porto de Sergipe. A Celse está orgulhosa de ser parceira da Qatar Petroleum e da ExxonMobil, pioneiras da indústria de GNL, em sua nova joint venture Ocean LNG, como seu fornecedor de longo prazo”, disse o presidente da Celse, Eduardo Maranhão. Em nota, o presidente da Qatar Petroleum, Al-Kaabi, destacou que o Brasil é um mercado importante para o GNL. Os investimentos envolvidos na construção da usina e do terminal, incluindo impostos e custos financeiros, são estimados em aproximadamente R\$ 4,3 bi. (Valor Econômico – 11.11.2016)

Rio Tinto demite executivos que estavam sob investigação por propina

A gigante da mineração Rio Tinto informou nesta quinta-feira que demitiu um de seus mais altos executivos operacionais e o chefe da área de assuntos legais e regulatórios, com base nos resultados de uma investigação interna relacionada ao pagamento de US\$ 10,5 milhões para um consultor que auxiliou na compra de

direitos minerários na Guiné. A mineradora informou em comunicado que encerrou os contratos do executivo de energia e minerais, Alan Davies, e da executiva de assuntos legais e regulatórios, Debra Valentine. As demissões constituem o mais recente movimento da companhia no processo investigatório de e-mails relacionados ao pagamento a um consultor que ajudou a Rio Tinto a comprar o direito de exploração de minério de ferro do projeto Simandou. Na semana passada, a companhia informou que estava investigando e-mails internos conectados a pagamentos realizados em 2011 e disse ter notificado órgãos oficiais e reguladores, incluindo o Departamento de Justiça dos Estados Unidos, a USSEC e o SFO do Reino Unido. Na ocasião, a empresa informou ainda que Davies, que era responsável pelo projeto de Simandou, estava suspenso, enquanto Valentine, que já havia informado que pretendia deixar a companhia em março próximo, renunciou ao cargo. Em comunicado, Davies disse que não há fundamento para a rescisão de seu contrato e “que não lhe foi dada a oportunidade de responder às alegações”. Valentine não foi encontrada para comentar o assunto. A mineradora afirmou que a decisão de demitir os dois executivos “não corresponde a um pré-julgamento no curso de quaisquer inquéritos externos relacionados ao assunto”. Mas acrescentou que seu “conselho concluiu que os executivos falharam em manter os padrões deles esperados dentro do código de conduta global da Rio Tinto”. (Valor Econômico – 17.11.2016)

Consultor da Rio Tinto auxiliou nas negociações com o governo da Guiné

Em uma nota aos gerentes seniores da Rio Tinto, publicado pelo jornal “The Wall Street Journal” no domingo, o executivo-chefe Jean-Sébastien Jacques disse que o alto escalão da mineradora “levou essa situação muito a sério a partir do momento em que tomou conhecimento dos e-mails”. Alguns e-mails ao qual o jornal teve acesso mostram outros executivos, incluindo Tom Albanese, que era então executivo-chefe, e Sam Walsh, que sucedeu Albanese no cargo em 2013, discutindo pagamentos ao consultor. Walsh não foi localizado e uma porta-voz da Vedanta Resources, da qual Albanese é executivo-chefe, declinou de comentar o assunto. O consultor auxiliou a mineradora em negociações com o governo da Guiné para ter acesso a Simandou, de acordo com pessoas familiarizadas com o assunto e com os e-mails. A Rio Tinto disse acreditar que poderia transformar a Guiné em um dos maiores exportadores mundiais de minério de ferro, uma commodity siderúrgica. Davies será sucedido por Bold Baatar, que ocupou vários cargos seniores no J.P.Morgan antes de assumir a presidência de uma mineradora de ouro e uma empresa de gestão de investimentos na Mongólia. Ele chegou à Rio Tinto em 2013 como presidente das operações internacionais de cobre. O diretor financeiro da Rio Tinto, Chris Lynch, vai temporariamente assumir a área de assuntos legais e regulatórios. (Valor Econômico – 17.11.2016)

Investimentos da Ultragaz aliados à rede de revenda da Liquigás resultará em qualidade dos serviços

Segundo o executivo, o aumento da oferta de gás pelos campos do pré-sal permitirá ampliar o uso do GLP, “uma fonte segura e que independe das chuvas ou de outros fatores externos” para diferentes fins. O ganho de escala com a aquisição da Liquigás, que ainda depende do aval do Cade, diz ele, também terá peso relevante em melhorias e mesmo redução de custo. A companhia é dona da Ultragaz, líder em distribuição de gás no Brasil, com 24% de participação de mercado, e adquiriu a segunda maior no segmento, a Liquigás, que detém uma fatia de 20%. Juntas, chegarão a 44%, ou quase metade desse mercado. – (A compra da Liquigás) está em linha com o que sempre buscamos em nossos planos, que é o crescimento em nossos negócios – afirmou Mannhardt. A excelência da Ultragaz e sua capacidade de investimentos aliados à rede de revenda da Liquigás resultará em melhorias na qualidade dos serviços. Alguns custos cairão, por exemplo, com a diminuição da distância entre as bases e as revendas, disse o presidente do grupo. Pedro Jorge Filho, diretor-superintendente da Ultragaz, reforça que em razão do aumento da oferta do GLP no país puxada pelo pré-sal, a previsão é que a médio prazo em dois a três anos, o consumo desse gás no Brasil cresça das atuais 7,5 milhões de toneladas por ano para 9 milhões de toneladas. Nesse novo patamar, chegaria ao nível de consumo de países como México e Índia, colocando o Brasil entre os oito maiores consumidores de GLP no mundo. (O Globo – 21.11.2016)

Ultragaz descarta demissões

Com a aquisição da Liquigás, a Ultragaz passará a ter sete mil funcionários, dez mil revendas e mais de 70 mil consumidores industriais. No segmento, os preços não são regulados, diz Jorge Filho: – Não está no nosso plano corte de pessoal ou fechamento de bases, inclusive porque temos de esperar as recomendações do Cade. A força de venda da Liquigás está na sua excelente estrutura de revenda. Seria loucura comprar um ativo e não dispor dessa força, agregar à nossa. O Ultra prevê que a conclusão da aquisição da Liquigás ocorra em 2017 ou no início de 2018. Até lá, as duas empresas continuarão operando de forma independente. A operação deve ser aprovada em assembleia pelas companhias e também pelo Cade. Após essa etapa, o pagamento será feito a Petrobras em dinheiro. O grupo acredita que não haverá restrições ao negócio, diz Mannhardt. Dono da rede de postos Ipiranga, o Ultra comprou também a Ale este ano. O grupo tem ainda a Extrafarma, no varejo farmacêutico, a Ultracargo, de armazenamento de graneis líquidos, e a Oxiten, na indústria de especialidades químicas. (O Globo – 21.11.2016)

Ultra aposta no aumento do uso do GLP no país

O grupo Ultra aposta na expansão do uso do GLP no país, não apenas pelo aumento da produção do insumo que virá com o pré-sal, mas também com novos usos, como nos segmentos comercial e industrial. Na prática, poderá ser usado em motores para saunas e piscinas e para fins automotivos. Atualmente, é mais conhecido pelo uso residencial, como gás de botijão. Foi esse foco que motivou a compra da Liquigás, subsidiária da Petrobras, pelo grupo na semana passada, negócio de R\$ 2,8 bilhões. – Sempre acreditamos que o mercado de GLP no Brasil tem oportunidades para o seu crescimento. Estamos convencidos que ainda há bastante espaço para a expansão geográfica, especificamente na distribuição de gás. Adicionalmente, nós vemos oportunidades de novos usos para o GLP no país – destacou Thilo Mannhardt, presidente do grupo Ultra. (O Globo - 21.11.2016)

GasBrasiliiano inicia dois projetos de expansão de rede

A distribuidora GasBrasiliiano deu início às obras de expansão de dois trechos de sua malha de gasodutos em São Paulo. Um dos trechos é referente à conexão do município de Cravinhos ao gasoduto que hoje atende à cidade de Ribeirão Preto, obra de 13 km de extensão prevista para ser concluída no primeiro trimestre de 2017. O objetivo do empreendimento é levar gás natural para o polo industrial de Cravinhos, que nos últimos anos teve forte crescimento, de acordo com a distribuidora paulista, que é controlada pela Petrobras. O segundo projeto prevê a construção de 7 km de gasodutos para ampliar a rede interna de distribuição de Lençóis Paulistas, que já recebe gás natural da GasBrasiliiano desde 2012. Segundo a concessionária, com a ampliação as indústrias instaladas no centro da cidade poderão utilizar gás. A GasBrasiliiano atende à região noroeste de São Paulo com rede de gás canalizado instalada em 31 municípios, além de outros cinco que recebem gás natural comprimido (GNC). Os principais municípios atendidos são Araçatuba, Araraquara, Bauru, Marília, Ribeirão Preto e São Carlos, somando mais de 18 mil clientes que consomem, em média, 760 mil m³/dia de gás por uma rede de 958 km de extensão. (Agência Brasil Energia - 22.11.2016)

YPFB firma contrato com empresa privada para exportar gás ao Brasil

A YPFB e a EPE do Brasil assinaram terça-feira na cidade de La Paz, um contrato interruptível para exportar gás natural para a termoelétrica de Cuiabá, cujos envios irão gerar até 2019 receitas para o país de US\$ 556 mi. No momento da assinatura, o ministro de Hidrocarbonetos e Energia, Luis Alberto Sanchez, disse que o novo contrato, tendo em conta que estabelece um preço mais elevado em 15% ao fixado com a argentina Enarsa, que até agora foi o acordo com melhores

preços para gás boliviano. Atualmente, o contrato de venda de gás boliviano para a Argentina, assinado com a Enarsa, estabelece um preço de US\$ 3,93 por mil BTU; enquanto o custo fixado com a brasileira EPE é de US\$ 4,52 por mil BTU. Sanchez disse que o novo contrato, que vai durar quatro anos, estabelece o envio de 2,2 MMcd de gás natural e gerará receitas anuais de US\$ 140 mi. Enquanto isso, o presidente da YPFB, Guillermo Acha disse que a exportação de 2,2 MMmcd para Cuiabá começa amanhã (quarta-feira) e estão disponíveis volumes da produção boliviana atual, que ultrapassa 60 MMmcd. "É uma disponibilidade de produção que temos, as indicações de Argentina e Brasil estão na faixa de contrato, mas estão em volumes abaixo do máximo, isso nos dá a possibilidade de garantir a entrada de novos clientes, como a empresa EPE" disse. (La Razón – Bolívia – 29.11.2016)

AGE da Petrobras aprova a venda de participação no gasoduto Sudeste

A Petrobras informou que a Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas aprovou a venda de 90% da participação acionária detida pela companhia na NTS pelo valor de US\$ 5,194 bilhões, para o fundo Nova Infraestrutura Fundo de Investimento em Participações, gerido pela Brookfield Brasil Asset Management Investimentos Ltda. A transação faz parte do plano de desinvestimentos da companhia, de US\$ 15,1 bilhões no biênio 2015-2016, e ainda está sujeita ao cumprimento das condições precedentes previstas no contrato. Também foi aprovada na AGE o nome do Sr. Marcelo Mesquita de Siqueira Filho como membro do Conselho de Administração, eleito pelos acionistas minoritários detentores de ações ordinárias. Por fim, a AGE aprovou as propostas de mudanças no Estatuto Social visando o aprimoramento das práticas e estruturas de governança corporativa das empresas controladas pela administração pública, em linha com as novas exigências da Lei 13.303, que dispõe sobre o estatuto jurídico das empresas públicas e sociedades de economia mista, sancionada em 30 de junho de 2016, bem como visando ao seu enquadramento nas exigências do Programa Destaque em Governança de Estatais da BM&FBovespa. (Agência CanalEnergia – 01.12.2016)

Comgás deve assumir compromissos de investimentos em SP

O Valor apurou que, pelas propostas em discussão, as concessionárias deverão assumir compromissos de investimento de cerca de R\$ 700 milhões ao ano, sendo a maior parte capitaneada pela Comgás, a maior distribuidora do país. Entre as distribuidoras, a percepção é que o plano de investimentos apresentado pelo governo paulista, no horizonte até 2029, é "agressivo" e que, para ser viabilizado, precisa vir acompanhado de sinais regulatórios positivos. As companhias pedem previsibilidade sobre a renovação das concessões, que se encerram ao fim da

próxima década. As concessionárias questionam também as mudanças propostas pelo órgão regulador na metodologia de valoração da base de ativos da concessão, que tem impacto na definição das margens das distribuidoras e sobre a taxa de remuneração dos investimentos. Distribuidoras e Arsesp divergem sobre a aplicação ou não, no processo de revisão em curso, do Valor Econômico Mínimo (base de ativos que as companhias estaduais detinham na época da privatização do setor, em 1999). A agência levou em consideração esse valor no cálculo da base de remuneração das concessionárias estaduais nos últimos dois processos de revisão tarifária, mas este ano mudou o critério. Na prática, ao tirar o VEM do cálculo da remuneração, a base de ativos que compõe as margens das distribuidoras fica menor. (Valor Econômico - 02.12.2016)

SCGÁS aposta em novo modelo de interiorização do gás

A SCGÁS está apostando em um novo modelo de distribuição de gás natural com o objetivo de abrir o mercado no interior do estado de Santa Catarina. Nesse modal, a distribuidora investe somente em uma rede interna de gasodutos na cidade, em vez de conectá-la à malha principal. Lages será o primeiro município do estado a receber o projeto, que deve demandar R\$ 6 milhões em investimentos, segundo Cósme Polese, presidente da SCGÁS. O escopo do projeto da distribuidora catarinense prevê a construção de 7 km de gasodutos dentro do perímetro urbano de Lages, rede que, segundo Polese, terá a mesma segurança de suprimento do que a malha interconectada da empresa. Para levar o energético até o gasoduto da cidade, caminhões vão transportar GNC ou GNL, soluções que ainda estão sendo estudadas pela SCGÁS. “Essa é uma forma de antecipar a chegada do gás natural, que é uma ferramenta de desenvolvimento, a locais mais distantes”, afirmou o executivo. Atualmente, a SCGÁS está construindo um gasoduto que vai conectar Lages à cidade de Rio do Sul, trecho de quase 130 km de extensão que só deve ser concluído em 2020. A ideia, portanto, é implantar a rede interna de Lages ainda em 2017, antecipando em mais de dois anos o início do fornecimento de gás natural no município. A distribuidora, inclusive, já mapeou outras regiões que podem ser atendidas por esse modelo. São Joaquim, conhecida pelo clima frio, é uma delas: “hoje, a cidade não tem gás natural. Se conseguirmos criar uma rede estruturante no local para atender ao mercado interno, os habitantes poderão consumir gás a um custo menor do que GLP [gás liquefeito de petróleo] e óleo diesel”, de acordo com Polese. (Agência Brasil Energia - 05.12.2016)

SCGÁS quer criar rede de gás natural para atender o mercado interno em Santa Catarina

Caso o modelo dê certo em Lages, outras cidades que estão no radar da empresa podem recebê-lo. Entre essas estão Três Barras, São Miguel do Oeste, Joaçaba e até mesmo Chapecó – que ficou mundialmente conhecida pelo trágico acidente de avião que fez 71 vítimas, entre elas o time de futebol da cidade, a Chapecoense –, segundo a SCGÁS. O interesse no projeto é tão grande que a SCGÁS está disposta a subsidiar o preço do gás natural na região. “O gás que chegar até Lages terá um custo adicional de transporte rodoviário e da estrutura de despressurização, no caso do GNC, ou de regaseificação, para o GNL. Queremos que o custo seja equiparado, igual em todo o estado”, explicou o executivo, garantindo que não haverá aumento de tarifa: “na verdade, deve haver uma redução da margem da distribuidora”. O retorno, contudo, não deve tardar a vir, uma vez que a concessionária estará abrindo um novo mercado consumidor em cidades acostumadas a pagar por energéticos mais caros. Nas contas da SCGÁS, Lages deve trazer um aumento de 7% no volume de gás natural vendido, da ordem de 120 mil m³/dia. A opção inicial é utilizar o gás do Gasbol, que será convertido em GNC para chegar de caminhão à Lages. Polese lembrou que o GNL não foi descartado, ainda mais se houver interesse em instalar uma estrutura de regaseificação em Santa Catarina. O projeto de redes isoladas de gás natural, como é chamado, está em consulta pública na Agência Reguladora de Serviços Públicos de Santa Catarina (Arsesc) até o dia 17 de janeiro de 2017. Após a finalização da consulta, a agência deve elaborar uma minuta de resolução para regulamentar o modelo de distribuição no estado. (Agência Brasil Energia - 05.12.2016)

Petrobras anuncia aumento do preço do GLP

Depois de aumentar os preços da gasolina e do óleo diesel a partir desta terça-feira, a Petrobras anunciou um aumento também para o GLP industrial, comercial e vendido a granel. Segundo a estatal, o reajuste médio será de 12,3% a partir de quarta-feira. Já as distribuidoras estimam que o aumento médio ficará em torno de 13%. Os preços são livres, mas o mercado estima que esse reajuste será logo repassado para os consumidores. A Petrobras destacou que os preços de GLP destinado ao uso residencial, vendido em botijões de até 13kg (conhecido como P13 ou gás de cozinha), não foram objeto de reajuste. A venda de gás para indústrias comércio e a granel representa cerca de 29% do mercado. A última vez que o produto foi reajustado foi em dezembro do ano passado. (O Globo - 06.12.2016)

Petrobras e White Martins são multadas em R\$ 21,5 mi

A Petrobras e a White Martins foram condenadas a pagar R\$ 21,5 milhões por prática discriminatória no fornecimento de gás natural ao consórcio Gemini,

criado pelas duas empresas, por preço inferior ao que era oferecido ao resto do mercado. O Cade condenou as empresas em dois processos envolvendo o consórcio. O primeiro é um processo administrativo, protocolado pela distribuidora Comgás no final de 2014, denunciando a Petrobras e a White Martins pela prática de subsídios cruzados na comercialização de gás natural no estado de São Paulo. O Cade entendeu que a venda do energético beneficiava a Gás Local, joint venture das empresas, sem justificativa legítima. À época da denúncia, a Comgás chegou a dizer que não conseguiu expandir sua rede de distribuição para os municípios de Cosmópolis, Engenheiro Coelho, Mococa e Rio das Pedras devido ao preço subsidiado do gás comercializado pela Gás Local na região. Além das multas milionárias, o Cade confirmou a medida preventiva que havia sido colocada em 2015, que obriga a Petrobras a celebrar um contrato de fornecimento com a White Martins ou com a Gás Local, para permitir que o órgão verifique mais facilmente eventuais casos de discriminação no futuro. No entanto, como a Petrobras e a White Martins alegaram dificuldades em dar cumprimento à medida preventiva, o Cade ofereceu como alternativa o compromisso de operar o consórcio Gemini seguindo a NPP, programa da Petrobras que aplicava descontos no preço do gás natural, com monitoramento de auditoria independente previamente aprovada pelo órgão. O segundo processo, um ato de concentração protocolado em 2007, teve decisão unânime do Cade pela adesão da proposta de restrições formulada pelo conselheiro-relator, Paulo Burnier, idênticas às medidas estruturais impostas no processo administrativo. O consórcio Gemini é formado por White Martins, que detém 60%, e Petrobras, com 40%. Juntas, as duas empresas criaram a joint venture Gás Local, que comercializa GNL. Pelo acordo, a Petrobras fornece o gás natural, que é liquefeito pela White Martins e comercializado e distribuído pela Gás Local. Agência CanalEnergia - 07.12.2016)

Comgás amplia emissão de debêntures para R\$ 675 mi

A Comgás aumentou a oferta de sua quinta emissão de debêntures devido à grande demanda observada no mercado. O valor ofertado, inicialmente de R\$ 500 milhões, passou para R\$ 675 milhões na atualização, a uma taxa de juros de 5,8680% ao ano. “O total de pedidos de reserva excedeu o percentual prioritariamente destinado à oferta não institucional. Assim, os coordenadores, em comum acordo com a emissora, decidiram aumentar o número de debêntures destinados à oferta não institucional de 20% para 35% do valor total da emissão”, explicou a distribuidora em documento enviado à CVM. Nessa operação, o valor unitário das debêntures é de R\$ 1.000, com prazo de sete anos. O objetivo da Comgás é arrecadar recursos para dar suporte aos investimentos no negócio de distribuição de gás natural no estado de São Paulo até dezembro de 2017. O plano de investimentos da distribuidora paulista inclui ampliação dos serviços locais

de distribuição de gás canalizado, construção de novas redes, além de recursos para renovação de redes, ramais, conjuntos de regulação, remanejamentos e reforços. Foram também citados projetos de tecnologia da informação e de suporte. Segundo a Comgás, esses projetos já estão sendo implementados e, no momento, estão em fase intermediária. O valor total necessário para concluí-los é de R\$ 2,21 bilhões, dos quais a emissão de debêntures fará parte. (Agência Brasil Energia – 08.12.2016)

Cade começa a analisar aquisição da Liquigás pela rival Ultragaz

O Cade está preocupado com a aquisição da Liquigás pela Ultragaz, pela alta concentração que deve provocar no mercado GLP, conhecido como gás de cozinha. Diante disso, o órgão antitruste já começa se debruçar sobre o caso, buscando entender melhor a operação e o setor. Já conversa com Petrobras - que se desfez do ativo em meados de novembro -, com o MME e com especialistas na área. A operação deve levar a uma concentração sem precedentes no segmento de GLP, segundo disseram fontes ao Valor PRO serviço de informação em tempo real do Valor. As duas empresas são, respectivamente, a segunda e a primeira desse mercado de gás, comercializado em botijões. Juntas, elas passarão a deter 45,6% do mercado nacional. A que ficará em segundo lugar, a Supergasbras, tem participação de 20,57%, conforme dados do Sindigás, entidade desse setor. Ao analisar o caso, o Cade definirá o mercado relevante das duas empresas. No caso do GPL, a jurisprudência aponta para uma divisão nas cinco macrorregiões do país. Uma análise preliminar dos dados, feita com base na participação de mercado de cada empresa em cada uma dessas regiões, aponta que a fusão é especialmente preocupante no Sul, Sudeste e Centro-oeste. No Centro-oeste, as duas empresas combinadas passariam a ter 37,76% do mercado, superando bem a atual líder do mercado na região, a Supergasbras, que tem 25,6%. No Sudeste, essa concentração chegará a 46,57%, o dobro da segunda colocada, que seria também a Supergasbras. (Valor Econômico – 13.12.2016)

Ultragas passa a controlar 63,7 % do mercado do Sul com aquisição da Liquigas

A situação mais preocupante é no Sul, onde Ultragaz com Liquigás passam a controlar 63,7%. A concorrente ficará com 19,5%. Os números mostram que dificilmente a operação será aprovada sem que remédios concorrenciais sejam negociados. Entre as opções já adotadas pelo Cade em outras ocasiões está a venda de ativos por parte das empresas envolvidas na operação para um terceiro concorrente, podendo ser uma entrante no mercado ou não. A proibição de novas aquisições no setor por um determinado período também já foi adotada. O guia do órgão antitruste para análise de atos de concentração indica que uma operação como essa "presumivelmente gera aumento de poder de mercado". Mas, ressalva

que "essa presunção poderá ser refutada por evidências persuasivas em sentido contrário". Para o professor da Universidade de Iowa, Luciano Irineu de Castro, especialista em infraestrutura e energia, a operação é "preocupante". Apesar do momento representar uma oportunidade, já que a saída da Petrobras poderia levar a uma desconcentração do setor, ele aponta que "que o interesse da Petrobras é vender ativo pelo maior valor e obviamente quem está comprando quer manter uma proteção a esse mercado". "Há incentivos muito grandes para que transações ocorram de forma a preservar estrutura oligopólica, que impede livre concorrência. É uma estrutura muito preocupante", diz. "É uma oportunidade, pois poderia haver mudança, mas é preocupante porque poderia levar à manutenção de poucos players dominando o mercado. E para, depois, quebrar essa estrutura torna-se ainda mais difícil do que agora. Quando envolve players privados, a inércia do setor fica maior ainda", afirma Castro. Consultadas, Petrobras e Ultragaz não quiseram comentar o assunto. (Valor Econômico - 13.12.2016)

Potigás conclui maior investimento dos últimos dez anos

A distribuidora Potigás investiu R\$ 12 milhões em 2016, maior montante destinado a projetos da companhia nos últimos dez anos. A empresa decidiu alocar recursos na expansão da rede de gasodutos do Rio Grande do Norte e na conexão de novos clientes, apesar da recessão econômica que puxou para baixo a demanda da indústria por gás natural. No acumulado do ano, a malha de gasodutos da Potigás foi acrescida de 22 km de extensão, com destaque para a região do Polo Industrial de Goianinha, que recebeu 8,3 km de gasodutos para atender ao parque fabril que está se instalando. Com o maior interesse por gás natural nos condomínios residenciais e também no comércio, as cidades de Natal, capital potiguar, e Mossoró receberam, juntas, mais de 12 km de gasodutos. No total, a distribuidora conectou 2.249 novas unidades consumidoras à rede de gás canalizado em todo o estado. Apesar da desaceleração da atividade industrial, principal segmento de consumo de gás natural da região, a expectativa da Potigás é que o faturamento bruto de 2016 tenha um aumento de 1,5% em relação ao ano passado. Seguindo a mesma tendência, o lucro líquido deve superar em 12,75% o resultado anterior, de acordo com a distribuidora. Em parte, a Potigás atribuiu o resultado positivo ao programa RN Gás + do governo estadual, que concede subsídios a indústrias que utilizam gás natural canalizado. Segundo a companhia, o benefício abre espaço para a atração de novas fábricas e contribui para a manutenção daquelas que já se instalaram no estado. (Agência Brasil Energia - 13.12.2016)

EDP termina de pagar financiamento de Pecém I

A EDP anunciou em fato relevante ao mercado, que a Porto do Pecém Geração de Energia S.A. pré-pagou voluntariamente a totalidade do financiamento com o Banco Interamericano de Desenvolvimento, assim como liquidou derivativos contratados para mitigação dos riscos cambial e de juros. A UTE Pecem I tem 720 MW e entrou em operação em 2012. Segundo o comunicado, os recursos para a realização do pré-pagamento foram: a contratação de dois novos financiamentos no valor de R\$ 480 mi, com prazo de 3 a 5 anos, pagamentos de juros semestrais de CDI + 2,73% ao ano e CDI +2,95% ao ano e garantia integral da EDP. A última fonte de recurso foi o aporte de capital da EDP em Pecém no valor de R\$ 500 mi. O pré-pagamento totalizou R\$ 922,6 mi, incluindo seus custos decorrentes. De acordo com a EDP, essa operação faz parte dos objetivos do aumento de capital na EDP, que terminou em julho deste ano. Para Pecém, a decisão do Pré-Pagamento vai permitir a melhora do seu fluxo de caixa pela menor alavancagem financeira e pelo menor custo de financiamento. (Agência CanalEnergia - 14.12.2016)

Petrobras gastará R\$ 822 mi com manutenção de UTEs em 2017

A Petrobras deve gastar R\$ 822,3 milhões com a manutenção da infraestrutura de suas usinas termelétricas em 2017, valor quase 20% superior ao previsto para este ano, de R\$ 690,5 milhões. A previsão faz parte da Lei Orçamentária Anual (LOA) de 2017, aprovada pelo Congresso e que agora aguarda sanção presidencial. O Sudeste é a região que vai receber o maior volume de recursos da Petrobras para manutenção de usinas, somando R\$ 583,6 milhões, o que representa mais de 70% do total. Já as unidades instaladas no Nordeste vão receber R\$ 205,8 milhões, enquanto no Centro-Oeste o valor será de R\$ 33 milhões. Apesar da expectativa de crescimento dos gastos, o histórico mais recente da petroleira mostra que o aporte, na prática, ficou bem abaixo do inicialmente projetado. De acordo com os dados mais recentes disponíveis, a Petrobras gastou R\$ 107,4 milhões com manutenção de termelétricas no primeiro semestre de 2016, o que representa apenas 15% da quantia indicada no orçamento do ano. O portfólio da Petrobras inclui 20 usinas termelétricas próprias e alugadas que, juntas, somam mais de 6.000 MW de capacidade instalada. Em 2014, as usinas da estatal geraram 4.761 MW médios de energia elétrica – ano em que as termelétricas foram muito acionadas pelo ONS, devido à crise hídrica que assolou os principais reservatórios do país. Na quarta-feira (21/12), a Petrobras anunciou a venda de 50% das UTEs Rômulo de Almeida e Celso Furtado, ambas na Bahia, para a petroleira francesa Total. Outras usinas também fazem parte do plano de desinvestimento. Também nesse ano, a estatal procurou o governo do estado de São Paulo para devolver as UTEs Fernando Gasparian e Piratininga. Não se sabe, contudo, em que medida o plano de desinvestimento da Petrobras, cuja previsão é arrecadar US\$ 15,1 bilhões no biênio 2015-2016 e US\$ 19,5 bilhões em 2017-2018, vai afetar o cálculo de gastos com manutenção de

termelétricas no próximo ano. Procurada, a empresa não respondeu a tempo do fechamento desta reportagem. (Brasil Energia - 22.12.2016)

Amazonica Energy planeja rede de GNL para a região Norte

Criada este ano, a companhia brasileira Amazonica Energy planeja implantar no fim de 2020 um sistema de movimentação de gás natural liquefeito (GNL) na região Amazônica, utilizando 23 mil km de redes hidroviárias do Pará, Amazonas e Rondônia, em um investimento da ordem de US\$ 800 milhões. A expectativa é atender, em um primeiro momento, um mercado de 6 milhões de metros cúbicos diários do energético, que substituirá óleo combustível e diesel, insumos mais caros e poluentes. O projeto está sendo estudado há três anos, mesmo antes da criação da empresa, formada principalmente por experientes técnicos do setor elétrico. Entre os sócios estão o engenheiro elétrico Marcelo Araújo, ex-consultor da área de gás e energia da Petrobras, com passagens por Neoenergia, Eneva (antiga MPX) e Enel; o engenheiro civil Livio Rodrigues de Assis, ex-diretor da Celpa; e o cientista político Augusto Cattoni, ex-diretor da Peugeot Citroën do Brasil e ex-pesquisador do Instituto Atlântico. O principal passo, porém, foi dado na última semana, quando a Amazonica Energy assinou um pré-contrato de fornecimento de GNL com uma grande companhia internacional do setor, pelo período de 20 anos. A companhia, cujo nome ainda é mantido em sigilo, para não atrapalhar nas negociações, também auxiliará a Amazonica Energy a atrair outros parceiros e investidores para o empreendimento, cujo objetivo é ser financiado com recursos estrangeiros. A próxima etapa se dará na próxima semana, quando a Amazonica Energy iniciará o processo de licenciamento ambiental - passo fundamental - do empreendimento. O projeto compreende a construção de um terminal na Foz do rio Amazonas, em local já definido, para armazenar o GNL importado em um Floating Storage Unit (FSU), um navio de estoque. A partir desse ponto ele será movimentado para o interior por meio de uma frota de aproximadamente 30 barcaças, com capacidade de transporte entre 3 mil e 9 mil metros cúbicos diários de GNL. De acordo com a Amazonica, a rede de hidrovias que permitirá a movimentação de GNL é da ordem de 23 mil km, compreendendo desde a foz do rio Amazonas até Porto Velho, em Rondônia. Os principais mercados estão localizados em Barcarena, Belém, Oriximiná e Juruti, no Pará; Manaus, no Amazonas; e Porto Velho. Esse mercado, na avaliação da companhia, pode chegar a 10 milhões de metros cúbicos diários, a partir de atividades industriais, geração de energia e mineração, além de demanda reprimida comercial e futuros projetos termelétricos. (Valor Econômico - 23.12.2016)

Ultrapar e Liquigás

A Ultrapar convocou seus acionistas para assembleia geral extraordinária a ser realizada em 23 de janeiro, quando será votada a aprovação da aquisição pela

Ultragaz da Liquigás, distribuidora de gás de cozinhas da Petrobras. O preço de aquisição é de R\$ 2,67 bilhões. A administração argumenta que a aquisição vai gerar ganhos de eficiência, como por exemplo, em logística, na gestão administrativa e em práticas de operação. (Valor Econômico - 23.12.2016)

Petrobras encerrará contrato de unidade de regaseificação

A Petrobras antecipou o fim do contrato da unidade de regaseificação do terminal de GNL Golar Spirit que estava afretada até agosto de 2018. A rescisão será feita em junho do ano que vem, mediante o pagamento de contrapartidas previstas em contrato para a Golar, dona da unidade. A antecipação foi comunicada pela Golar nesta terça-feira (27/12). O Golar Spirit tem capacidade para regaseificar 7 milhões de m³/dia e, segundo a Golar, a perspectiva para recolocação da unidade no mercado é positiva, tendo em vista o desenvolvimento de diversos projetos de GNL ao redor do mundo. (Brasil Energia - 27.12.2016)

Comgás dará início à negociação da 5ª emissão de debêntures

A distribuidora Comgás dá início na próxima quinta-feira (29/12) à negociação de sua quinta emissão de debêntures, no valor de R\$ 675 milhões. As debêntures simples não conversíveis em ações serão ofertadas a uma taxa de juros de 5,8680% ao ano, com base na data de vencimento em 15 de dezembro de 2023. A empresa divulgou nesta quarta-feira (28/12) o prospecto definitivo da operação, que pode ser consultado no site da Comissão de Valores Imobiliários (CVM). O objetivo da Comgás é arrecadar recursos para dar suporte aos investimentos no negócio de distribuição de gás natural no estado de São Paulo até dezembro de 2017. O plano de investimentos da empresa inclui ampliação dos serviços locais de distribuição de gás canalizado, construção de novas redes, além de recursos para renovação de redes, ramais, conjuntos de regulação, remanejamentos e reforços. De acordo com a distribuidora paulista, esses projetos já estão sendo implementados e, no momento, estão em fase intermediária. O valor total necessário para concluí-los é de R\$ 2,21 bilhões, dos quais a emissão de debêntures fará parte. (Brasil Energia - 28.12.2016)